

Modelos para a Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente de Mercado

Trabalho de Projeto apresentado para a obtenção do grau de Mestre em
Automação e Comunicações em Sistemas de Energia

Autor

José Luís Pinheiro Gonçalves

Orientador

Doutor Adelino Pereira

Instituição

IPC – Instituto Politécnico de Coimbra

Coimbra, Dezembro, 2013

Agradecimentos

Quero em primeiro lugar apresentar o meu sincero agradecimento ao professor Doutor Adelino Pereira por ter aceitado orientar o meu trabalho, pelas sugestões, comentários valiosos e enriquecedores, pelo acompanhamento e compreensão concedida.

Agradeço, de igual forma, ao ISEC, instituição à qual dediquei alguns anos da minha vida, proporcionando-me momentos profundamente marcantes e inesquecíveis ao nível do meu percurso académico e desenvolvimento pessoal.

Aos meus colegas de curso que ao longo destes anos lutaram ao meu lado, sem dúvida foram um importante contributo para o meu sucesso.

Um agradecimento muito especial à minha família, nomeadamente aos meus pais e irmã, pelo apoio emocional e económico que me ajudaram a ultrapassar algumas adversidades.

**“A gestão do risco não diz respeito a decisões
futuras mas sim ao futuro de decisões presentes.”**

Charette, R.N

Resumo

Ao longo das últimas décadas a atividade comercial no setor elétrico foi alvo de uma profunda reestruturação. O Mercado Liberalizado revolucionou o processo de compra e venda de energia elétrica, gerando um ambiente altamente competitivo repleto de oportunidades e incertezas. Neste contexto, é crucial para o desenvolvimento de uma estratégia adequada de gestão de risco ter em consideração as diferentes opções de negociação de energia num Mercado Liberalizado, de forma a sustentar a tomada de decisões na gestão de risco. O presente trabalho propõe um modelo que avalia a melhor estratégia de um consumidor inserido em dois mercados possíveis para a transação de energia elétrica: o mercado organizado (bolsa) e o mercado de contratação bilateral. O objetivo passa por dotar o consumidor de uma ferramenta de análise de forma a minimizar os riscos inerentes à aquisição de energia elétrica, selecionando o melhor equilíbrio entre os dois mercados existentes (bolsa e bilateral). Os contratos bilaterais visam gerir adequadamente os riscos associados à operação de mercados no curto prazo (mercado organizado) e dar ao consumidor uma capacidade real na escolha do comercializador com quem pretende negociar. O modelo apresentado neste trabalho apresenta uma caracterização explícita do risco do consumidor, no que diz respeito à sua posição face ao risco, medido neste trabalho pelo indicador de risco *Value-At-Risk*. O consumo energético do consumidor em análise e o preço da eletricidade são caracterizados por um valor médio e um desvio-padrão, sendo modelizados por uma distribuição normal e log-normal, respetivamente. Os resultados numéricos são obtidos através de simulações executadas no *software @RISK* Palisade com a aplicação do método de Monte Carlo.

Palavras-chave: Mercado de Eletricidade, Mercado *Spot*, Mercado Livre e Regulado, Gestão de Risco, Simulação de Monte Carlo, *Value-At-Risk*, Tarifa Regulada, Contratos Bilaterais.

Abstract

Over the past decades the commercial activity in the electric power industry has undergone significant restructuring. The Liberalised Market revolutionized the process of buying and selling electricity, generating a highly competitive environment full of opportunities and uncertainties. In this context it is crucial for the development of an appropriate risk management strategy to consider different options for negotiating a Liberalized Energy Market in order to support decision making in risk management. This thesis proposes a model that evaluates the best strategy of a consumer inserted in two possible markets for the transaction of electricity: the organized market (stock exchange) and the bilateral contract market. The goal is to provide the consumer with an analysis tool to minimize the risks inherent in the purchase of electricity, selecting the best balance between the two existing markets (exchange and bilateral). Bilateral contracts are intended to properly manage the risks associated with the operation of markets in the short-term (organized market) and give consumers a real ability of selecting the supplier with whom one wants to negotiate. The model presented in this thesis shows an explicit characterization of the consumer's risk, with regard to their attitude towards the risk, measured in this work by risk indicator Value- At- Risk. The analysis of the consumer's energy consumption and the electricity price are characterized by an average value and standard deviation, being modeled by a normal distribution and log-normal, respectively. The numerical results are obtained through simulations performed in the Palisade @ RISK *software*, with the application of the Monte Carlo method.

Key words: Electricity Market, Spot Market, Liberalised Market, Regulated Market, Risk Management, Monte Carlo Simulation, Value-At-Risk, Regulated Tariffs, Bilateral Contracts

Índice

Capítulo 1 – Introdução	1
1.1. Enquadramento e objetivos	1
1.2. Estrutura do documento	2
Capítulo 2 – O Mercado de Eletricidade	5
2.1. O setor elétrico no Passado	5
2.2. Necessidade de Reestruturação	6
2.3 Reestruturação do setor Elétrico	7
2.4 Setor Elétrico – o novo modelo	8
2.5 Funcionamento dos Mercados de Eletricidade	10
2.5.1 <i>Pool</i> simétrico	10
2.5.2 Mercado Ideal	12
2.5.3 <i>Pool</i> Assimétrico	13
2.5.4 Propostas Simples e Propostas Complexas	13
2.5.5 Modelos Obrigatórios e Voluntários	14
2.5.6 Contratos Bilaterais	14
2.5.7 Modelos Mistos	16
2.5.8 Serviços de Sistema	17
2.5.8.1 Controlo de Frequência e Reservas	18
2.6. Mercado Intradiário e Mercado de reservas	20
Capítulo 3 – Caracterização do Sistema Elétrico Português	21
3.1 Resenha Histórica	21
3.2 Enquadramento Legal do Setor Elétrico Português	21
3.3 Organização do Setor Elétrico Nacional	22
3.3.1 Produção de eletricidade	24
3.3.2 Transporte de eletricidade	25
3.3.3 Distribuição de eletricidade	25
3.3.4 Comercialização de eletricidade	25
3.3.5 Operação dos mercados de eletricidade	26
Capítulo 4 – Cálculo do Preço de Eletricidade	27
4.1.1 Produção	27
4.1.2 Transporte	27
4.1.3 Distribuição	28

4.1.4 Comercialização	28
4.2 Custos gerados	28
4.3 Mercado Regulado	30
4.3.1 Estrutura de preços da Energia Elétrica - Comercializador de Último Recurso	31
4.4 Mercado Livre.....	32
4.4.1 Estrutura de preços da Energia Elétrica – Comercializador Livre	33
Capítulo 5 – Gestão de Risco	35
5.1 Visão Geral	35
5.2 Conceito de Risco	36
5.3 Tipos de Risco.....	37
5.3.1 Risco de Mercado.....	37
5.3.2 Risco Operacional	37
5.3.3 Risco de Crédito	38
5.3.4 Risco Legal.....	38
5.4 Gestão de Risco nos Mercados	38
5.4.1 Avaliação de Risco.....	39
5.4.2 Gestão de Risco no Setor Elétrico Português.....	42
Capítulo 6 – Método de Monte Carlo	45
6.1 Abordagem geral.....	45
6.2 Metodologia proposta	46
6.3 Ferramenta para simulação de Monte Carlo - @RISK Palisade.....	47
Capítulo 7 – Estudo de Caso	49
7.1 Visão Geral do Problema	49
7.2 Metodologia proposta	49
7.3 Perfil energético do consumidor em análise	51
7.4 Análise de Benefício	52
7.4.1 Comparação entre a TVCF do Mercado Regulado e Tarifa do Comercializador em Mercado Livre (2012-2013)	52
7.4.2 Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot no ano de 2013	55
7.4.3 Previsão de benefício em Mercado Spot (2014)	56
7.4.4 Previsão de perdas em Mercado Spot (2014).....	62
7.5 Análise de resultados	64
Capítulo 8 – Conclusões e desenvolvimentos futuros	65

Bibliografia.....	67
ANEXOS.....	71
ANEXO A - Comparação entre TVCF do Mercado Regulado e Tarifa do Comercializador em Mercado Livre em 2012.....	73
ANEXO B - Comparação entre TVCF do Mercado Regulado e Tarifa do Comercializador em Mercado Livre em 2013.....	77
ANEXO C - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013 – 5%.....	81
ANEXO D - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013 – 10%.....	85
ANEXO E - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013 – 15%.....	89
ANEXO F - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013 – 20%.....	93
ANEXO G - Previsão de benefícios (2014) – 5% Energia adquirida em Mercado Spot.....	97
ANEXO H - Previsão de benefícios (2014) – 10% Energia adquirida em Mercado Spot..	101
ANEXO I - Previsão de benefícios (2014) – 15% Energia adquirida em Mercado Spot...	105
ANEXO J - Previsão de benefícios (2014) – 20% Energia adquirida em Mercado Spot ..	109
ANEXO L - Previsão de perdas (2014) – 5% Energia adquirida em Mercado Spot	113
ANEXO M - Previsão de perdas (2014) – 10% Energia adquirida em Mercado Spot	117
ANEXO N - Previsão de perdas (2014) – 15% Energia adquirida em Mercado Spot	121
ANEXO O - Previsão de perdas (2014) – 20% Energia adquirida em Mercado Spot	125

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Estrutura vertical do setor elétrico [1].	6
Figura 2.2 - Cronologia de reestruturações do setor elétrico em diferentes países [1].	7
Figura 2.3 - Nova estrutura do setor elétrico [12]	9
Figura 2.4 - Modelo de <i>pool</i> simétrico [1].	11
Figura 2.5 - Modelo de mercado ideal [1].	12
Figura 2.6 - Modelo de <i>pool</i> assimétrico [1].	13
Figura 2.7 - Modelo de contrato às diferenças [2].	16
Figura 2.8 - Modelos mistos de contratação de energia elétrica [2].	17
 Figura 3.1 - Reestruturação do SEN em 1995 [20].	 23
Figura 3.2 - Modelo atual do SEN [20].	24
Figura 3.3 - Organização de mercado [20].	26
 Figura 4.1 - Cadeia de Valor do Setor Elétrico [21].	 27
Figura 4.2 - Estrutura da tarifa no Mercado Regulado [20].	30
Figura 4.3 - Estrutura de custos em Mercado Livre [20].	32
 Figura 5.1 - Grupos de Risco [6]	 37
Figura 5.2 - VaR para uma distribuição de probabilidade normal	40
Figura 5.3 - CVaR para uma distribuição de probabilidade normal.	41
Figura 5.4 - Comparação entre o VaR e CVaR para duas distribuições diferentes.	41
Figura 5.5 - Preço médio mensal no Mercado Spot português entre 2009 e 2013 [20], [19].	43
Figura 5.6 - Preço médio diário no Mercado Spot português em 2012 e 2013 [17].	44
 Figura 6.1 - Técnica de simulação de Monte Carlo.	 46
Figura 6.2 - Distribuição de probabilidades normal	46
Figura 6.3 - Distribuição de probabilidade log-normal	47
Figura 6.4 - Setores de atividade de aplicação no @RISK [23].	48
 Figura 7.1 - Metodologia desenvolvida para o estudo de caso.	 50
Figura 7.2 - Percentagem de consumo de energia ativa entre o ano 2011 e 2013 distribuído pelos diferentes períodos horários	51
Figura 7.3 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental, em MAT, AT, MT e BTE entre 2012 e 2013 [19].	54
Figura 7.4 - Distribuição de probabilidade normal para 5% de aquisição de energia no Mercado Spot	58
Figura 7.5 - Distribuição de probabilidade normal para 10% de aquisição de energia no Mercado Spot	59
Figura 7.6 - Distribuição de probabilidade normal para 15% de aquisição de energia no Mercado Spot	60
Figura 7.7 - Distribuição de probabilidade normal para 20% de aquisição de energia no Mercado Spot	61

Índice de Tabelas

Tabela 7.1 - Registo de consumos de energia no período compreendido entre o ano de 2009 e 2013	52
Tabela 7.2 - Síntese de resultados no ano de 2012	53
Tabela 7.3 - Comparação da tarifa regulada com a tarifa contratada em Mercado Livre em 2012	53
Tabela 7.4 - Comparação das tarifas contratadas em Mercado Livre no ano de 2012 e 2013	54
Tabela 7.5 - Síntese de resultados no ano de 2013	54
Tabela 7.6 - Benefício anual para 5% de energia adquirida em Mercado <i>Spot</i> no ano 2013	55
Tabela 7.7 - Benefício anual para 10% de energia adquirida em Mercado <i>Spot</i> no ano 2013	55
Tabela 7.8 - Benefício anual para 15% de energia adquirida em Mercado <i>Spot</i> no ano 2013	56
Tabela 7.9 - Benefício anual para 20% de energia adquirida em Mercado <i>Spot</i> no ano 2013	56
Tabela 7.10 - Condições de aquisição de energia previstas no contrato com o comercializador em Mercado Livre para o ano de 2014	57
Tabela 7.11 - Variação de preço prevista no Mercado <i>Spot</i> em 2014	57
Tabela 7.12 - Benefício anual para 5% de energia adquirida em Mercado <i>Spot</i> no ano 2014	57
Tabela 7.13 - Probabilidade de benefício para 5% de energia adquirida em Mercado <i>Spot</i> no ano 2014	58
Tabela 7.14 - Benefício anual para 10% de energia adquirida em Mercado <i>Spot</i> no ano 2014	58
Tabela 7.15 - Probabilidade de benefício para 10% de energia adquirida em Mercado <i>Spot</i> no ano 2014	59
Tabela 7.16 - Benefício anual para 15% de energia adquirida em Mercado <i>Spot</i> no ano 2014	59
Tabela 7.17 - Probabilidade de benefício para 15% de energia adquirida em Mercado <i>Spot</i> no ano 2014	60
Tabela 7.18 - Benefício anual para 20% de energia adquirida em Mercado <i>Spot</i> no ano 2014	61
Tabela 7.19 - Probabilidade de benefício para 20% de energia adquirida em Mercado <i>Spot</i> no ano 2014	61
Tabela 7.20 - Previsão de preço de Mercado <i>Spot</i> em 2014 para VaR 95%	62
Tabela 7.21 - Benefício anual com 5% de energia adquirida em Mercado <i>Spot</i> no ano 2014 (VaR95%)	62
Tabela 7.22 - Benefício anual com 10% de energia adquirida em Mercado <i>Spot</i> no ano 2014 (VaR95%)	63
Tabela 7.23 - Benefício anual com 15% de energia adquirida em Mercado <i>Spot</i> no ano 2014 (VaR95%)	63
Tabela 7.24 - Benefício anual com 20% de energia adquirida em Mercado <i>Spot</i> no ano 2014 (VaR95%)	63

Abreviaturas

AGC – *Automatic Generation Control*

AT – Alta Tensão

BETTA – *British Electricity Trading and Transmission Arrangements*

BT – Baixa Tensão

CAE – Contratos de Aquisição de Energia

CCR – Custos Comerciais de Retalho

CFD – *Contracts for Differences*

CIEG – Custos de Interesse Económico Geral

CMEC – Custos de Manutenção dos Equilíbrios Contratuais

CUR – Comercializador de Último Recurso

CVaR – *Conditional Value at Risk*

EDP – Eletricidade de Portugal

ENTSO – E – *European Network of Transmission System Operators of Electricity*

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

ISO – *Independent Systems Operators*

MAT – Muito Alta Tensão

MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade

ML – Mercado Livre

MO – *Market Operators*

MR – Mercado Regulado

MT – Média Tensão

Nordpool – *Nordic Power Exchange*

OMICLEAR – Sociedade de Compensação de Mercados de Energia

OMIP – Operador de Mercado Ibérico de Energia, pólo Português

PRE – Produção em Regime Especial

PVML – Preço de Venda em Mercado Livre

REN – Rede Elétrica Nacional

RND – Rede Nacional de Distribuição

RNT – Rede Nacional de Transporte

SEE – Sistema de Energia Elétrica

SEN – Sistema Elétrico Nacional

SENV – Sistema Elétrico Não Vinculado

SEP – Sistema Elétrico de Serviço Público

TAR – Tarifa de Acesso às Redes

TSO – *Transmission System Operator*

TUGS – Tarifa de Uso Global do Sistema

TURD – Tarifa de Uso da Rede de Distribuição

TURT – Tarifa de Uso da Rede de Transporte

TVCF – Tarifa de Venda a Clientes Finais

VaR – *Value at Risk*

Simbologia

N_c - número de propostas de compra;

N_g - número de propostas de venda;

C_{ci}^{of} - preço que a carga i está disposta a pagar pelo consumo de energia;

C_{Gj}^{of} - preço que a produção j pretende receber por unidade de energia fornecida;

P_{ci} - potência despachada relativa à carga i ;

P_{Gj} - potência despachada relativa à produção j

Te - Tarifa de Energia

$Tcom$ - Tarifa de Comercialização

Tar - Tarifa de Acesso às Redes

$Turt$ - Tarifa de Uso da Rede de Transporte

$Tugs$ - Tarifa de Uso Global do Sistema

$Turd$ - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição

$Pcnr$ - Preços de Comercialização não Regulados

α_i - Valor i da amostra

$\bar{\alpha}$ - Média

n - Número de elementos da amostra

β - Grau de confiança

Φ_β - CVaR para o nível de confiança β .

y - vetor das variáveis aleatórias – Incertezas

x - vetor das variáveis de decisão – Portfólio

$p(y)$ – função densidade

$f(x, y)$ - função de perdas

J - número de cenários

Z - Custo dos Contratos que excedem VaR

Capítulo 1 – Introdução

1.1. Enquadramento e objetivos

O presente trabalho teve como principal objetivo analisar o contrato de aquisição de energia elétrica estabelecido entre um consumidor e um comercializador a operar em Mercado Livre. O resultado final permitiu obter conclusões sobre o tipo de contrato mais vantajoso no ponto de vista do consumidor, quer em Mercado Regulado quer em Mercado Liberalizado.

A liberalização dos mercados de energia elétrica trouxe novos desafios aos agentes participantes nos mesmos. O presente documento terá como tema principal o estudo das diferentes formas de negociação de aquisição de energia elétrica com base nos contratos bilaterais e o mercado organizado, por forma a otimizar a tomada de decisão do agente consumidor.

Os mercados apresentam diferenças significativas de estrutura nos diversos países onde ocorreu a liberalização. Alguns mercados criaram bolsas obrigatórias com vista a garantir liquidez, enquanto outros optaram pela possibilidade de contratação bilateral, como é o caso do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), e do recém-formado *British Electricity Trading and Transmission Arrangements* (BETTA).

A questão fundamental que se coloca no desenho eficiente do mercado é o método de gerar o equilíbrio entre liquidez e estabilidade. Para tal equilíbrio, uma das formas adotadas por alguns mercados consiste na existência de um mercado organizado obrigatório, complementado por um mercado organizado de derivados que permite efetuar a cobertura do risco associado à volatilidade dos preços, assim como mitigar o poder de mercado dos agentes vendedores. A introdução de contratos bilaterais induz uma maior estabilidade, uma vez que fixa um preço para o horizonte do contrato e promove uma maior participação dos agentes compradores. No entanto, ao fechar uma posição através de um contrato bilateral é criada uma rigidez oposta à flexibilidade do mercado organizado, onde as posições são fechadas no dia anterior à transação, sendo ainda permitido refazer posições no próprio dia através do mercado intradiário (mercado de importância acrescida no setor elétrico português, onde a produção hídrica e eólica têm um peso significativo e crescente).

Perante os factos mencionados, revela-se então necessário um equilíbrio entre o estabelecimento de contratos bilaterais e a compra de energia em Mercado Organizado, de acordo com o nível de risco que cada uma das partes, comercializador e consumidor, está disposta a assumir, garantindo desta forma um compromisso adequado entre o benefício e o risco esperado. Do ponto de vista do consumidor serão considerados dois tipos de riscos: o risco de o mercado organizado atingir valores superiores ao estabelecido no contrato bilateral e a energia negociada ser diferente da que necessita para a sua atividade.

O presente trabalho apresenta então como motivação as seguintes questões:

Qual o benefício obtido na transição voluntária para o Mercado Livre (ML)? Qual a melhor estratégia de negociação e qual a exposição ao risco a que o consumidor está disposto a ficar sujeito na aquisição de energia? Qual a estratégia mais segura de acordo com o perfil energético do consumidor, adquirir a totalidade de energia através de contratos bilaterais ou adquirir uma parte desta no segmento de Mercado *Spot*?

Deste modo, tomando em consideração a metodologia proposta para o trabalho e as respetivas simulações realizadas, será possível dar resposta às questões acima colocadas.

1.2. Estrutura do documento

Este trabalho encontra-se organizado em 8 capítulos. O presente capítulo apresenta o enquadramento e os principais objetivos, assim como a motivação responsável pela proposta dos mesmos. Por último, é também apresentada a estrutura do documento através de um breve resumo acerca do conteúdo de cada capítulo.

No capítulo 2 - O Mercado de Eletricidade – é descrita uma evolução histórica do setor elétrico desde o seu início até à época da sua reestruturação, bem como os motivos que a originaram. De seguida, é apresentada uma explicação sobre funcionamento do setor elétrico mencionando as atividades que constituem este novo modelo. São apresentados os diferentes modelos de funcionamento do mercado em *pool*, do mercado intradiário e explicados os serviços de sistema, indispensáveis para uma exploração segura de um Sistema de Energia Elétrica (SEE).

No capítulo 3 - Caracterização do Sistema Elétrico Português – é feita uma resenha histórica ao setor elétrico português, apresentando-se o enquadramento legal no processo de liberalização do setor. Neste capítulo é também explicada a estrutura anterior e atual do Sistema Elétrico Nacional (SEN), abordando as atividades principais inseridas na nova organização.

No capítulo 4 - Cálculo do Preço de Eletricidade – é apresentada uma breve descrição da forma como é estabelecido o preço de energia elétrica a aplicar pelo comercializador no Mercado Livre e regulado, explicando a estrutura de preços definida para os dois tipos de mercado.

No capítulo 5 - Gestão de Risco – encontra-se uma visão geral sobre a gestão de risco em ambiente de mercado. São apresentados os conceitos e os principais tipos de riscos associados à atividade de comercialização de energia elétrica. Por último, explica-se o método utilizado neste trabalho para a gestão e avaliação de risco.

No capítulo 6 - Método de Monte Carlo – é abordada a aplicabilidade do método de Monte Carlo no estudo de caso a realizar no capítulo seguinte. É apresentada a metodologia proposta

derivada deste método numérico, assim como a ferramenta informática utilizada para a sua execução.

No capítulo 7 - Estudo de Caso – é apresentada uma visão geral do problema do estudo em questão. De seguida apresenta-se a metodologia definida de acordo com os objetivos propostos para o trabalho, sendo exposto o perfil energético do consumidor em análise. Por fim, são extraídos os resultados obtidos nas simulações executadas sendo efetuada a respetiva análise de resultados.

No capítulo 8 – Conclusões – são apresentadas as principais conclusões obtidas ao longo do trabalho incluindo as resultantes do estudo de caso.

Capítulo 2 – O Mercado de Eletricidade

2.1. O setor elétrico no Passado

O final do XIX marcou o início da atividade do setor elétrico na produção, transporte e distribuição de eletricidade até aos consumidores, registando-se, desde essa altura, diversas alterações no setor. Numa fase inicial, o setor elétrico era constituído por redes elétricas de baixa potência e extensão geográfica, derivado da pequena potência de cargas envolvidas, assim como das tecnologias então existentes. Gradualmente, com o aparecimento de novas tecnologias e sucessivos aumentos da potência de cargas, a extensão geográfica das redes e as respetivas potências em jogo começaram, também, a sofrer incrementos. Este processo, aliado à crescente exploração de recursos hídricos, alguns deles distantes dos grandes centros de consumo, levou à necessidade de construção de redes de transporte de eletricidade envolvendo maiores distâncias e níveis de tensão cada vez mais elevados. Esta evolução originou a primeira grande transformação do setor, passando os pequenos sistemas para grandes sistemas elétricos, criando a necessidade de, progressivamente, interligar os sistemas elétricos nacionais. Tal transformação, permitiu, do ponto de vista técnico, aumentar a estabilidade das redes e elevar os índices de segurança de exploração.

No que diz respeito ao nível de estrutura de propriedade do setor elétrico, este apresentava características distintas de país para país. Por exemplo, nos Estados Unidos da América, na década de 70, aproximadamente 75% dos ativos do setor eram propriedade privada. Por outro lado, em Portugal, até 1975, a organização do setor elétrico assentava em concessões atribuídas a entidades privadas. No entanto, em 1975 ocorreu a nacionalização e integração vertical do setor com a criação da empresa Eletricidade de Portugal (EDP). No caso de países como a Alemanha ou Espanha, o setor elétrico manteve-se estruturado com diversas empresas privadas a atuar através de concessões atribuídas para diferentes zonas do país. Esta pluralidade de empresas não fomentava qualquer tipo de concorrência visto que, para além de atuarem em diferentes áreas concessionadas, apresentavam uma estrutura verticalmente integrada que englobava todos os segmentos da cadeia de valor, desde a produção à entrega de energia com o consumidor final.

Esta estrutura verticalmente integrada encontra-se representada na Figura 2.1.

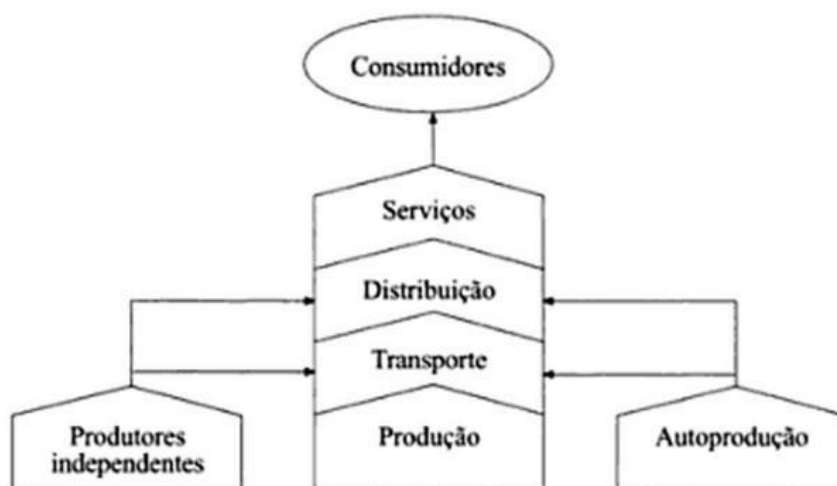


Figura 2.1 - Estrutura vertical do setor elétrico [1].

Neste modelo de negócio, em que as empresas podiam ser públicas ou privadas, o consumidor não podia escolher o fornecedor com o qual se pretendia relacionar do ponto de vista técnico e comercial. O preço de energia era determinado por processos pouco transparentes, na medida em que não havia uma separação muito clara entre o agente regulador estatal e a entidade regulada (no caso de as empresas serem de domínio público) [1].

2.2. Necessidade de Reestruturação

Até aos anos 70, em Portugal os aumentos anuais de consumo rondavam valores entre 7 a 10 pontos percentuais, sendo usual a existência de economias de escala. Porém, após o primeiro choque petrolífero, em 1973, registaram-se importantes alterações no ambiente económico: as elevadas taxas de juro e a elevada inflação tornaram o ambiente económico mais volátil. Consequentemente, e também pela crescente preocupação com o meio ambiente, foram introduzidas políticas de eficiência energética (o que levou à queda do crescimento da carga e a uma maior dificuldade na sua previsão) e políticas de aproveitamento de recursos endógenos.

A este ambiente menos favorável, durante os anos 80, foram introduzidos mecanismos de liberalização ou desregulamentação de outras atividades económicas, como a aviação, empresas de telecomunicações, gás, correios, entre outras. A conjugação destes fatores promoveu a necessidade de uma reestruturação do setor elétrico por forma a se tornar competitivo no meio económico envolvente. Contudo, esta reestruturação apenas se iniciou em 1990 com o governo do Reino Unido, excetuando uma experiência precursora no Chile [1].

De seguida, enumeram-se as principais razões que sustentaram a base da reestruturação [1]:

- Implementação de mecanismos de Mercado Livre em diversos países, através da introdução de novos diplomas legislativos, forçando a separação das companhias verticalmente integradas em diferentes segmentos de atividade;
- Forte evolução tecnológica verificada nas décadas de 80 e 90, nomeadamente ao nível de automação e telecomunicações;
- Exploração de novas áreas de gás natural economicamente viáveis em simultâneo com o desenvolvimento das tecnologias associadas às centrais elétricas de ciclo combinado, levando a uma diminuição do período de construção e amortização das centrais, atraindo novos investidores para a atividade de produção;
- Criação de incentivos ao aumento da eficiência energética e ao aproveitamento de energias renováveis;

2.3 Reestruturação do setor Elétrico

A primeira implementação de mecanismos de mercado no setor elétrico verificou-se no Chile, no final da década de 70. Depois disso, em Inglaterra e Gales procedeu-se à reestruturação do setor, no final da década de 80. Em 1996, verificou-se uma reestruturação na Noruega e Suécia, criando-se o primeiro mercado transnacional de energia elétrica - o *Nordic Power Exchange (Nordpool)* - mais tarde alargado à Finlândia e Dinamarca [22]. Posteriormente, em 2003, surgiu o MIBEL, no qual participam Portugal e Espanha [13]. A Figura 2.2 apresenta uma cronologia com as reestruturações verificadas em diferentes países.

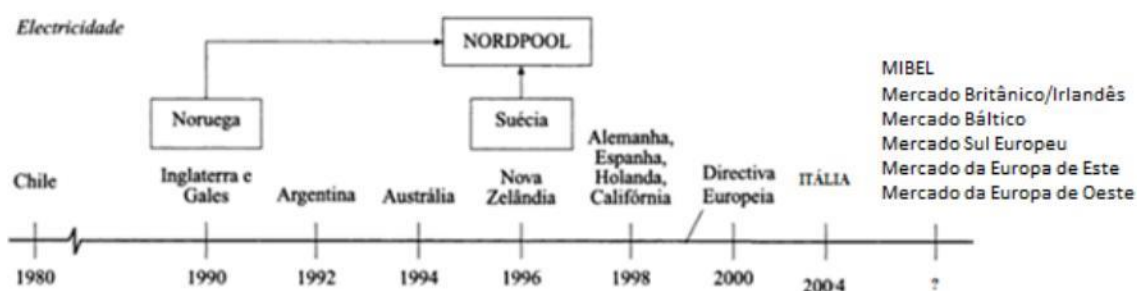


Figura 2.2 - Cronologia de reestruturações do setor elétrico em diferentes países [1]

O processo de reestruturação não foi instantâneo, tendo no poder político o seu grande impulsionador, que defendia a ideia de um ambiente concorrencial para benefício do consumidor e aumento de ganhos de eficiência na dinâmica do setor.

Em Portugal, o processo de reestruturação teve início em 1994, quando foi criada a Rede Elétrica Nacional (REN), como subsidiária da EDP, com a finalidade de gerir o transporte de eletricidade, até então da responsabilidade desta. Este momento foi crucial pois dava início à separação das atividades ligadas ao setor elétrico. A liberalização do setor começou a surtir efeito com a entrada em vigor do pacote legislativo de 1995 e com a aplicação da Diretiva Europeia 96/92/CE, de 19 de Dezembro, em que estabelecia regras comuns com vista à criação

do Mercado Interno de Eletricidade. Este pacote legislativo levou também à criação de uma entidade reguladora, denominada por Entidade Reguladora do Setor Elétrico, atualmente denominada por Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), com responsabilidades assumidas a nível regulamentar, sancionatória e administrativa. Mais tarde, a 14 de Novembro de 2001, foi assinado um protocolo entre o Governo Português e o Espanhol para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade. No entanto, o arranque efetivo deste Mercado comum, apenas ocorreu a 1 de Julho de 2007 [12], [22].

2.4 Setor Elétrico – o novo modelo

A reestruturação do setor elétrico deu origem a importantes alterações no sistema tradicional, assente numa estrutura verticalmente integrada. O principal objetivo da reestruturação é a desverticalização dessa mesma estrutura, criando competitividade nas diferentes atividades da cadeia de valor. Este processo de desverticalização, *unbundling*, trouxe diversos benefícios para o setor, criando-se novas empresas obtendo como resultado um aumento de competitividade em alguns segmentos. Este novo ambiente competitivo traduz-se em condições mais vantajosas para o consumidor, pois todos os agentes envolvidos se esforçam para desenvolver os seus serviços e proporcionar ao consumidor condições mais atrativas do ponto de vista técnico e económico [22].

A criação de mecanismos de coordenação e de regulação independentes constituem também um dos pontos mais importantes da reestruturação. Por isso, foi introduzida a figura dos Operadores Independentes do Sistema, denominados de *Independent Systems Operators* (ISO), e os Operadores de Mercado, *Market Operators* (MO).

Esta nova reorganização trouxe competitividade a algumas das áreas do setor elétrico. Na área da produção e comercialização surgiu uma forte competição entre os agentes, derivado do aparecimento de diversas empresas a atuar num mercado de livre concorrência. Por outro lado, este incremento de competitividade seria inviável do ponto de vista económico e ambiental na área do transporte e na distribuição de energia, já que implicaria uma duplicação das redes de transporte e de distribuição. Assim sendo, estas duas atividades são exercidas em regime de monopólio natural regulado [12], [22].

A nova estrutura do setor elétrico pode ser dividida em quatro áreas às quais estão associadas diferentes funções [7], [12], [22]:

- Atividade de produção – inclui a produção de energia elétrica em regime normal, especial, assim como o fornecimento de serviços auxiliares;
- Atividade de Rede – subdividindo-se em:

- Atividade de Rede de Transporte – nesta atividade está inserida o planeamento da expansão, manutenção, construção e operação;
- Atividade da Rede de Distribuição – inclui as mesmas funções da rede de Transporte aplicadas à Rede de Distribuição
- Transações – permitem o relacionamento entre entidades produtoras, consumidores elegíveis e comercializadores;
- Atividades de coordenação técnica e de regulação.

A Figura 2.3 apresenta, de forma esquemática, o resultante da reestruturação, dando origem a um novo modelo desagregado em que intervêm diversos agentes.



Figura 2.3 - Nova estrutura do setor elétrico [12]

As atividades de Produção e Comercialização, situadas nos extremos da Figura 2.3, às quais se junta a Intermediação Financeira, são exercidas em ambiente de mercado concorrencial. Por outro lado, as atividades de Transporte e de distribuição são exercidas em regime de monopólio regulado.

A zona central do modelo representa um conjunto de atividades que estavam anteriormente englobadas no segmento do Transporte. Nestas atividades estão incluídos [7], [12]:

- Contratos Bilaterais – podem ser do tipo físico ou financeiro e permitem um contato direto entre o Produtor e o Comercializador ou clientes elegíveis. Estas entidades estabelecem acordos, englobando o preço e quantidade de energia a ser entregue ao consumidor durante um intervalo de tempo definido;
- Mercados Centralizados – originaram a figura de Operador de Mercado, que tem como principal função a administração dos mercados ao nível de compra, por parte dos Consumidores, e de venda, por parte dos Produtores, tipicamente para um pequeno intervalo de tempo, tipicamente 1 hora ou ½ hora. O Operador de Mercado reúne estes dois tipos de oferta (compra e venda) e como resultado desse encontro resulta um despacho económico;
- Operador de Sistema Independente – em complemento ao operador de Mercado, surge o ISO. Este Operador de Sistema recebe os despachos económicos dos contratos bilaterais e dos mercados organizados, analisando a viabilidade técnica do conjunto do sistema, tendo em especial atenção a eventual existência de congestionamentos da rede. Caso se verifique a viabilidade dos despachos, o Operador de Sistema procede à

contratação dos serviços auxiliares necessários. Em caso de inviabilidade técnica, o ISO deve gerir a situação através de um consenso obtido junto dos mercados/contratos bilaterais de forma a garantir a segurança de exploração do sistema. Em diversos países, a atividade de transporte e de Operador de Sistema estão agregadas na mesma entidade, designada por *Transmission System Operator* (TSO);

- Serviços Auxiliares – permitem o bom funcionamento do sistema e asseguram os níveis de qualidade, segurança e fiabilidade do mesmo. Estão inseridos nestes serviços a produção de energia reativa, regulação de frequência/reservas, controlo de tensão e blackstart. Estes serviços serão abordados no sub-capítulo 2.5.8. [7], [12]

2.5 Funcionamento dos Mercados de Eletricidade

Os Mercados de Eletricidade, também conhecidos por Mercados em *Pool*, funcionam com base na apresentação de propostas de venda e compra de energia, por parte de empresas produtoras e de empresas comercializadoras ou consumidores elegíveis, respetivamente.

Neste modelo em *Pool*, o Operador de Mercado é a entidade responsável pela realização do despacho centralizado da energia elétrica, tendo como compromisso o equilíbrio entre a produção e o consumo. Para tal, o Operador de Mercado é responsável pelo *Market Clearing Price* – ordenando as propostas de compra e de venda por ordem de preço, para posteriormente determinar o preço final de cada negociação. Este será o valor que todas as cargas do sistema vão pagar e que todos os geradores vão receber, consoante a quantidade de energia adquirida.

O processo de negociação é realizado, normalmente, para o dia seguinte, ou seja, no dia $n-1$ determinam-se as propostas aceites, os preços e as quantidades de energia transacionada para o dia n , pelo que são designados por *Day-Ahead Markets*. Estes Mercados estão, pois, associados a um horizonte temporal de curto-prazo, devendo as propostas de venda refletirem os custos marginais de curto-prazo. Considerando o facto de existirem centrais de energia elétrica com custos marginais díspares, este mercado encontra-se estruturado de forma a poder refletir essa diferença, assim como a variação da carga ao longo do dia. Por estas razões, as negociações neste tipo de mercado encontram-se divididas em 24 ou 48 despachos económicos, ou seja, o intervalo de tempo de um dia encontra-se discretizado em 1 hora ou 30 minutos, respetivamente.

Concluído o processo de negociação, o Operador de Mercado envia o despacho económico para o Operador de Sistema. Este, por sua vez, mediante uma análise de viabilidade técnica das redes, irá aceitar ou rejeitar o referido despacho [1], [3], [5].

2.5.1 *Pool* simétrico

Nos mercados tipo *Pool* simétrico existe um maior grau de liberdade no que diz respeito às propostas de compra e venda de energia elétrica. As propostas de compra são definidas pelo nó de absorção, ou seja, o nó onde a energia será consumida, pela energia entregue no período em questão e pelo preço máximo que os compradores estão dispostos a pagar pelo serviço. Por outro lado, as ofertas de venda são constituídas pelo nó onde a energia será disponibilizada na rede (nó de injeção), pela disponibilidade de produção para o período em questão, assim como o preço mínimo que os produtores estão dispostos a receber por esse serviço [14].

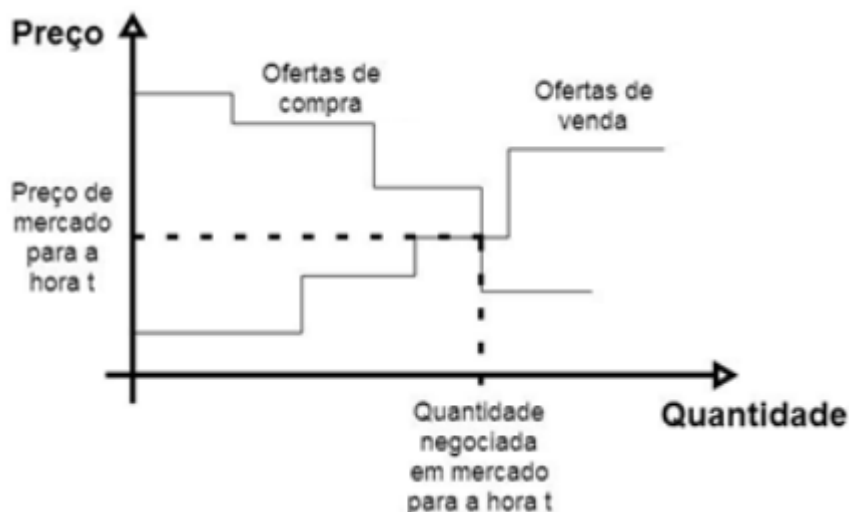


Figura 2.4 - Modelo de *pool* simétrico [1].

Neste modelo, o Operador de Mercado (OM) é a entidade responsável pela receção e gestão das diferentes propostas, construindo as curvas de compra e venda, como se pode verificar na Figura 2.4. O cruzamento das duas curvas representa o *Market Clearing Price*, anteriormente definido e a *Market Clearing Quantity*, ou quantidade de energia negociada. Efetuando um olhar mais pormenorizado sobre o gráfico da figura acima mencionada, verificamos que as propostas situadas à esquerda do ponto de interseção corresponderão às propostas aceites. Caso o despacho seja tecnicamente viável e não se registre alterações, o preço de mercado obtido corresponde ao valor pago por todos os compradores e pago a todos os produtores.

A existência de diversas ofertas de compra no mercado em *pool* simétrico traduz o facto de existirem consumos que são sensíveis ao preço da energia elétrica. Com base neste pressuposto, os agentes compradores apresentam as suas propostas de compra em função da avaliação que realizam do benefício que decorre da utilização dessa mesma energia elétrica. Portanto, até um determinado nível de preços, os consumidores consideram que o benefício decorrente da utilização dessa energia é superior aos encargos respetivos. A partir de determinado nível de preço, os consumidores consideram não existir benefício pelo que a utilização dessa energia não é viável do ponto de vista económico. Assim sendo, o objetivo deste mercado consiste na maximização deste mesmo benefício, também denominado de função de benefício social - *Social Welfare Function* [1], [10], [22]. A formulação matemática do mercado em *pool* simétrico, tendo em conta que as propostas apresentadas são simples, é dada por (2.1) a (2.4)

$$Máx Z = \sum_{i=1}^{N_c} C_{C_i}^{of} \times P_{C_i} - \sum_{j=1}^{N_g} C_{G_j}^{of} \times P_{G_j} \quad (2.1)$$

$$\text{sujeito: } \sum_{i=1}^{N_c} P_{C_i} = \sum_{j=1}^{N_g} P_{G_j} \quad (2.2)$$

$$0 \leq P_{C_i} \leq P_{C_i}^{of} \quad (2.3)$$

$$0 \leq P_{G_j} \leq P_{G_j}^{of} \quad (2.4)$$

Em que:

- N_c - número de propostas de compra;
- N_g - número de propostas de venda;
- $C_{C_i}^{of}$ - preço que a carga i está disposta a pagar pelo consumo de energia;
- $C_{G_j}^{of}$ - preço que a produção j pretende receber por unidade de energia fornecida;
- P_{C_i} - potência despachada relativa à carga i ;
- P_{G_j} - potência despachada relativa à produção j .

2.5.2 Mercado Ideal

A eficiência dos mercados em *pool* simétrico é tanto maior quanto maior for o número de agentes a atuarem nos segmentos de compra e venda e quanto menor concertação existir na preparação das respetivas propostas. Estas duas imposições são importantes pois, caso contrário, poderão correr situações de domínio sobre o mercado. Assim, se cada agente possuir uma pequena capacidade de produção ou assegurar uma pequena parcela de carga em relação ao valor total a negociar, as curvas de oferta e de procura não apresentarão descontinuidades assinaláveis e não ocorrerão modificações bruscas tão acentuadas no preço de encontro do mercado. Esta situação pode ser visualizada na Figura 2.5 [22], [1].

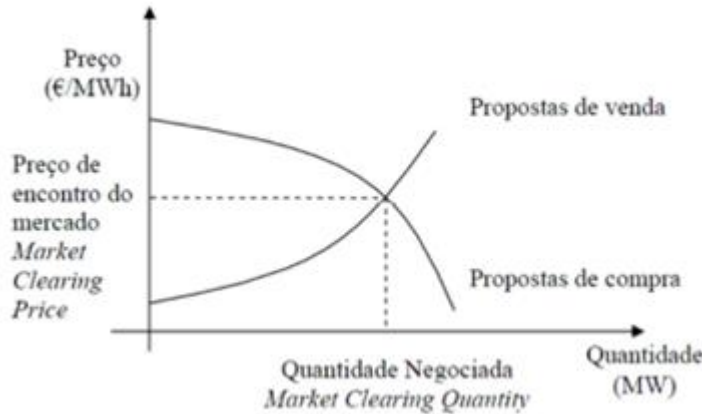


Figura 2.5 - Modelo de mercado ideal [1].

2.5.3 Pool Assimétrico

Os mercados em *pool* assimétricos diferenciam-se dos simétricos, uma vez que permitem apenas a apresentação de propostas de venda de energia elétrica. Estes modelos admitem, de forma implícita, que a carga é inelástica, isto é, que está apta a pagar qualquer preço para que seja alimentada.



Figura 2.6 - Modelo de *pool* assimétrico [1].

A Figura 2.6 ilustra a volatilidade dos preços resultantes deste modelo do mercado.

Verifica-se que os preços de encontro são fortemente influenciados pelos preços de venda oferecidos, pelos níveis de procura e ainda pela ocorrência de saídas de serviços.

A formulação matemática do mercado *pool* assimétrico, considerando propostas simples, é dada por (2.5) a (2.7) [22].

$$\max Z = - \sum_{j=1}^{Ng} C_{Gj}^{of} \times P_{Gj} \Leftrightarrow F.O = \min Z = \sum_{j=1}^{Ng} C_{Gj}^{of} \times P_{Gj} \quad (2.5)$$

$$subj \sum_{i=1}^{Nc} P_{Ci}^{spec} = \sum_{j=1}^{Ng} P_{Gj} \quad (2.6)$$

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \quad (2.7)$$

2.5.4 Propostas Simples e Propostas Complexas

As propostas de compra e de venda de energia elétrica no mercado devem ser feitas em termos de preço marginal, isto é, de preço a que seria remunerada uma unidade extra de energia para alimentar o aumento da carga em uma unidade. Para além disso, a oferta também não deve ser inferior ao custo marginal porque, caso seja aceite a esse preço, a central não apresentará rentabilidade.

As propostas apresentadas ao mercado podem ser simples ou complexas. As propostas simples caracterizam-se, apenas, por uma quantidade de energia elétrica e um preço a que será negociada essa quantidade. Cada uma destas propostas é apresentada por período de negociação, o que significa que, para um dia de negociação, existirão 24 ou 48 propostas simples independentes por entidade. Assim, o Operador de Mercado procederá à resolução de 24 ou 48 problemas diferentes, não entrando em linha de conta com possíveis restrições relacionadas, por exemplo com taxas de tomada de carga das centrais ou mínimos técnicos.

As propostas complexas evitam os problemas anteriores, por serem compostas, não só pelo preço e quantidade de energia, mas também por taxa de tomada ou diminuição de carga das centrais, mínimos técnicos e rentabilidades mínimas dos geradores, por exemplo. Com a utilização destas propostas, o problema passará a ser único, na medida em que, para um dia de negociação, não haverá 24 ou 48 problemas independentes de despacho. A utilização de propostas complexas apresenta, no entanto, uma desvantagem, que reside na morosidade em se resolver o problema do despacho [3], [13], [22].

2.5.5 Modelos Obrigatórios e Voluntários

O modelo em *pool* engloba ainda outro tipo de caracterização, podendo ser classificados como obrigatórios ou voluntários. O carácter obrigatório obriga todos os agentes a apresentar ofertas de compra/venda ao *pool*, o que o torna numa entidade que atua como intermediário financeiro entre a totalidade da produção e do consumo. No *pool* voluntário os agentes podem apresentar as suas propostas ao *pool*, mas agora têm a possibilidade de efetuar negociações diretas entre produtor e consumidor, através de mecanismos denominados contratos bilaterais [13].

2.5.6 Contratos Bilaterais

O modelo em *Pool*, admitindo o modelo simétrico, permite obter um despacho de acordo com a apresentação de propostas de compra e venda a um mercado centralizado. Mas, numa situação destas, os compradores não têm a possibilidade de identificar as entidades produtoras e, de forma análoga, os produtores não sabem que consumidores estão a alimentar.

Os contratos bilaterais são uma forma alternativa de relacionamento entre os produtores e os consumidores, que têm como objetivo diminuir o risco inerente ao funcionamento dos mercados de curto prazo e conferir às entidades consumidoras uma capacidade real de eleger o fornecedor com o qual se pretendem relacionar. Existem diferentes tipos de contratos bilaterais, nomeadamente, os contratos bilaterais físicos e os contratos do tipo financeiro que incluem os contratos às diferenças, futuros e opções [22], [12].

2.5.6.1 Contratos Bilaterais Físicos

Os contratos bilaterais físicos correspondem a uma primeira possibilidade de se estabelecer um relacionamento direto entre entidades produtoras e consumidoras. Estes contratos englobam usualmente prazos iguais ou superiores a 1 ano, e integram diversas disposições relativas ao preço do serviço a fornecer e às condições de fornecimento relativas, por exemplo, à qualidade de serviço, à modelação da potência ao longo do período de contrato e à indicação dos nós em que será realizada a injeção e absorção de potência. Um aspeto que se deve salientar neste tipo de contratos está relacionado com o facto de as condições contratuais estabelecidas entre as entidades intervenientes, dizerem respeito apenas ao relacionamento entre ambas. Nesta situação, o Operador de Sistema apenas deverá assegurar a viabilidade técnica do conjunto de contratos efetivados em simultâneo nas redes elétricas, não tendo necessidade de conhecer o preço da energia acordado no contrato [7], [12], [13].

2.5.6.2- Contratos de Tipo Financeiro- Às Diferenças, Futuros e Opções

Para além dos contratos bilaterais físicos, a reestruturação do sector elétrico tem implicado a adoção de mecanismos de índole puramente financeira, como forma de lidar com o risco mais acentuado decorrente do funcionamento de mercados a curto prazo. Estes mecanismos de índole financeira correspondem, assim, a formas de *hedging*, através das quais as entidades contratantes se pretendem precaver relativamente ao risco, nomeadamente, aos comportamentos menos favoráveis dos preços obtidos nos mercados a curto prazo. Os contratos às diferenças aparecem, então, como uma forma de lidar com a volatilidade do mercado, em termos de preços, sendo por isso um mecanismo estabilizador das remunerações a pagar pelas entidades consumidoras e a receber pelas entidades produtoras [1], [22], [10].

Nos contratos às diferenças, também conhecidos como *Contracts for Differencies (CFD)*, estabelece-se um preço alvo, *Target Price*, entre as duas entidades envolvidas, e consoante o funcionamento e variação do preço de mercado, e de forma a estabilizar os fluxos financeiros, estabelece-se o seguinte acordo [22], [10]:

- Nos intervalos de tempo em que o preço-alvo for superior ao preço de mercado, a entidade consumidora paga à entidade produtora a diferença entre o preço-alvo e o preço de mercado;
- Nos intervalos de tempo em que o preço de mercado for superior ao preço -alvo, a entidade produtora paga à entidade consumidora a diferença entre o preço de mercado e o preço-alvo.

Este acordo pode ser visualizado através da representação gráfica apresentada na Figura 2.7.

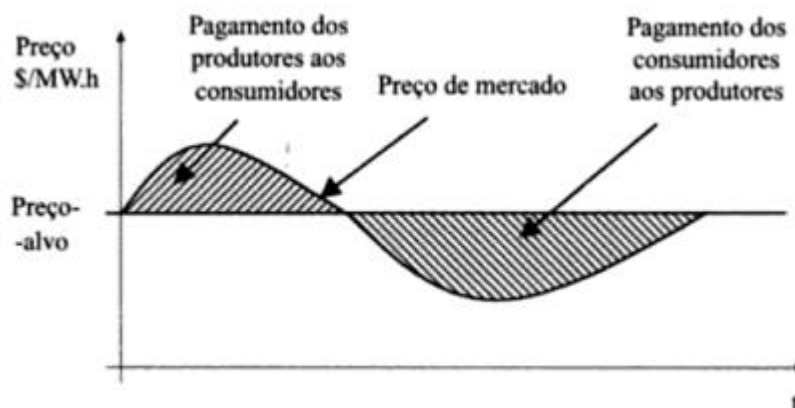


Figura 2.7 - Modelo de contrato às diferenças [2].

Nos contratos de Futuros as entidades contratantes reservam a utilização de um determinado recurso, neste caso energia elétrica, a um determinado preço e por um determinado horizonte temporal. Estes contratos poderão apresentar um risco elevado dado que, ao fim do prazo estabelecido, implicam a utilização efetiva do recurso. Ora, isto pode levar a perdas financeiras significativas se o preço de mercado a curto prazo vier a evoluir para valores inferiores ao estabelecido no contrato [1], [22], [10].

Nos contratos de Opções é permitido que as entidades contratantes possam utilizar ou não o recurso, pelo que se revelam como um mecanismo transitório que é desativado se, entretanto, for identificada uma possibilidade mais atraente de investimento. Assim, estes contratos apresentam um risco menos elevado quando comparados com os de futuros [22].

2.5.7 Modelos Mistos

Salvo raras exceções, a generalidade dos países onde ocorreu ou onde está em curso, a reestruturação do setor elétrico, tem optado por estruturas mistas. Nestas funcionam, em simultâneo, um mercado centralizado tipo *pool* e existe a possibilidade de estabelecer contratos bilaterais físicos. O funcionamento destes modelos encontra-se ilustrado na Figura 2.8.

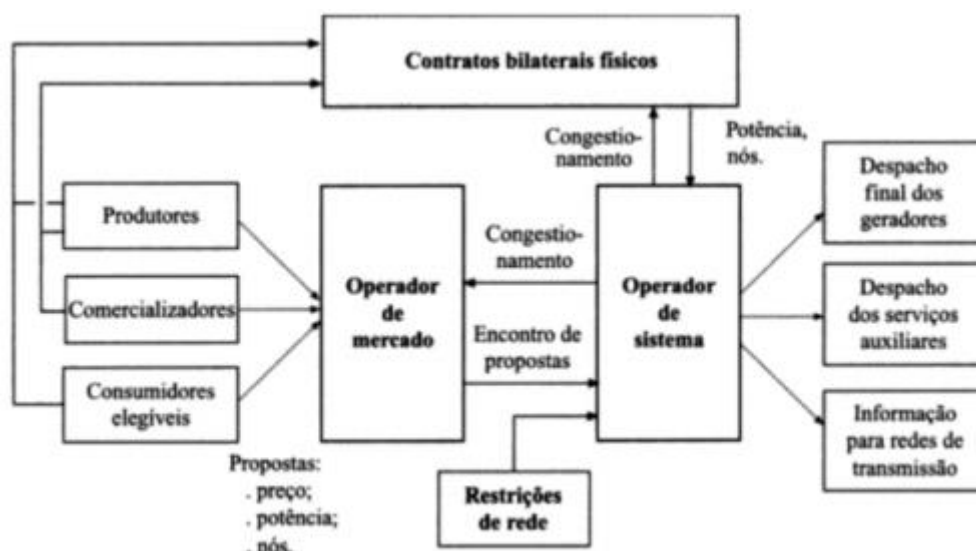


Figura 2.8 - Modelos mistos de contratação de energia elétrica [2].

Os produtores, comercializadores e consumidores elegíveis apresentam as suas ofertas de venda e compra de energia elétrica, respetivamente, ao Operador de Mercado. Esta entidade organiza as ofertas de venda por ordem crescente de preço e as ofertas de compra por ordem decrescente de preço, criando as curvas agregadas de oferta de compra e venda de energia elétrica. A interceção das mesmas define o preço/quantidade de mercado que é transacionada. Esta informação, que incluiu a potência e nós de injeção, é enviada ao Operador de Sistema que a adiciona aos contratos bilaterais e verifica se o despacho final, que incluiu o mercado *Pool* e os contratos bilaterais, é viável do ponto de vista técnico. Se todas as restrições forem cumpridas, o Operador do Sistema envia a informação final do despacho aos produtores, contratando também os serviços de sistema necessários, enviando ainda a informação dos trânsitos de potência previstos para a rede de transmissão. Caso existam situações de congestionamento, o Operador de Sistema retorna essa informação aos intervenientes, podendo ativar mercados de ajustes recebendo propostas de incrementos/decrementos de potência tendo em vista ultrapassar as situações de inviabilidade detetada, ou ativando um mecanismo como o *Market Splitting*[22].

2.5.8 Serviços de Sistema

Qualquer SEE tem a necessidade de possuir Serviços de Sistema, designados, na literatura inglesa, *Ancillary Systems*. Estes serviços fornecem um apoio à operacionalidade da rede.

Existem várias diferenças na sua aplicação e no seu funcionamento, específicas de cada país, no entanto, identificam-se traços muito comuns nos casos europeus, que se abordam de seguida.

Os serviços necessários à exploração segura e fiável de um SEE são os seguintes: Reservas (no qual se inclui o controlo de frequência), Controlo de Tensão e *Black Start*. Estes serviços podem ser obrigatórios, fornecidos através de contratos bilaterais ou negociados em mercado. Para além disso, os serviços podem ou não ser remunerados [4], [5], [14].

2.5.8.1 Controlo de Frequência e Reservas

Os serviços de sistema que fornecem reservas estão diretamente ligados ao controlo de frequência do SEE. No caso europeu, existe uma entidade - *European Network of Transmission System Operators of Electricity* (ENTSO-E) - responsável pela monitorização da frequência da rede elétrica europeia, constituída por várias áreas de controlo, geralmente coincidentes com as áreas dos países. Segundo esta entidade são definidos os seguintes serviços auxiliares para o controlo de frequência [4], [5]:

- Reserva Primária - Está associada à resposta automática local das unidades produtoras a variações rápidas de carga. Após um incidente que cause um desvio de frequência, todas as máquinas sincronizadas com o SEE dispendo de controlo central veem o seu controlo primário ativado, antes que o desvio de frequência seja superior a 20mHz, com o objetivo de o estabilizar, isto é, para evitar que a frequência do sistema se continue a afastar do seu valor nominal. A nível europeu, a ENTSO-E definiu a reserva primária total em 3000 MW, a qual se encontra alocada às diversas áreas de controlo, de acordo com a energia de cada uma delas;
- Reserva Secundária - Após a atuação do controlo primário, a frequência estabiliza, podendo encontrar-se num valor diferente do seu valor nominal. Assim, após este primeiro controlo, o *Automatic Generation Control* (AGC) ativa a Reserva Secundária para repor a frequência no valor nominal e para repor os trânsitos pré-acordados nas interligações entre as diferentes áreas de controlo. A potência que cada área dever ter como Reserva Secundária é definida pela ENTSO-E;
- Reserva Terciária - É ativada manualmente pelo TSO da área de controlo onde o incidente ocorreu, para libertar as reservas secundárias, quando o valor da frequência volta ao nominal.

Para além de definir as regras do controlo de frequência e os níveis necessários de potência das reservas, a ENTSO-E define também tempos de atuação dos três tipos de reserva [3].

2.5.8.2 Controlo de Tensão e Potência Reativa

O Controlo de Tensão e Potência Reativa é dividido em controlo local e controlo global.

No primeiro caso, destacam-se os Reguladores Automáticos de Tensão dos Geradores, que adaptam a tensão do barramento ao qual se encontra ligado o respetivo gerador, de acordo com

níveis pré-estabelecidos pelo Operador do Sistema. No segundo caso, o controlo é realizado, por norma, pelo Operador do Sistema, através da regulação de tomadas de transformadores e de escalões de condensadores.

Ambos os controlos envolvem fornecimento de potência reativa, pelo que se torna difícil obter preços para estes serviços. Nestas condições, muitos deles são realizados em regime obrigatório e não remunerados [3], [14].

2.5.8.3 Black Start

Este serviço é tradicionalmente fornecido por centrais clássicas (térmicas), com capacidade de arrancar autonomamente. Este serviço é essencial para a reposição gradual da operacionalidade do SEE, caso ocorra um *blackout* total ou parcial, da forma mais segura e rápida possível. Este serviço pode ser não remunerado e é definido pelo TSO da área de controlo no qual o serviço é fornecido [14].

2.5.8.4 Regulação

“A regulação corresponde a uma atividade mediante a qual são estabelecidas regras para o exercício de uma determinada atividade visando acompanhar o funcionamento das empresas reguladas, corrigindo os efeitos perversos originados pela atuação em regime de monopólio ou mercado imperfeito e introduzindo ou forçando a adoção de comportamentos mais adequados aos agentes envolvidos” [15]. Assim sendo, a regulação deverá incidir nas atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica e, caso se justifique, em atividades cujo exercício não esteja de acordo com o regime de mercado, como por exemplo: existência de subsídio cruzada entre várias atividades; posição dominante de uma ou algumas empresas; falta de informação; dificuldade de armazenar energia elétrica em grandes quantidades para utilizar quando a carga é mais elevada; e necessidade de ajustar os despachos do mercado às especificidades dos Sistemas Elétricos.

A regulação deve seguir os princípios seguidamente discriminados [14], [15]:

- Transparência - Todas as empresas devem ser tratadas de forma justa e justificável;
- Eficiência - Devem ser transmitidos incentivos para o aumento da eficiência por parte de todos os agentes;
- Estabilidade - As regras não devem ser alteradas frequentemente, para evitar a criação de um ambiente de risco, prejudicial à atuação dos agentes;
- Simplicidade - As regras devem ser claras.

A regulação deve ainda assegurar os seguintes requisitos [14], [15]:

- Garantir a viabilidade económica do setor elétrico;
- Promover a eficiência económica a curto e longo prazo;

- Assegurar a existência de um nível de qualidade de serviço adequado;
- Reduzir as fontes de incerteza e risco das empresas.

Por norma, a existência de mecanismos de regulação origina o aparecimento de diversos regulamentos que devem ser seguidos por todos os agentes, tais como: Regulamento da Qualidade de Serviço, Regulamento Tarifário, Regulamento de Acesso às Redes, Regulamento da Rede de Transporte, entre outros.

2.6. Mercado Intradiário e Mercado de reservas

O Mercado Diário apresenta frequentemente dois problemas:

- o resultado do mercado em *Pool* e dos contratos bilaterais leva a situações de congestionamento;
- os intervalos de tempo de uma ou meia hora são longos tendo em conta a dinâmica dos sistemas elétricos de energia, tornando-se difícil que o valor da energia produzida seja exatamente igual à carga.

Com vista a solucionar estes problemas é necessária a interação de Operadores de Sistema e de Mercado. Os mercados de ajustes ou intradiários são mecanismos que funcionam em horas predefinidas do dia em que se realiza a operação do sistema e que permitem, como o próprio nome indica, ajustar as ofertas de compra e venda de energia e aliviar os congestionamentos.

Como já foi referido, alguns dos serviços auxiliares não têm carácter obrigatório. Assim, em alguns casos, como em relação às reservas secundária e terciária, existem mecanismos de mercado com vista a realizar esta contratação, surgindo assim os mercados de Reservas [14].

Capítulo 3 – Caracterização do Sistema Elétrico Português

3.1 Resenha Histórica

Em Portugal, só nos finais do século XIX se fizeram sentir as vantagens decorrentes da utilização da eletricidade. De acordo com dados históricos, a primeira experiência realizada em Portugal terá ocorrido em Lisboa, no Chiado, em 1878. Depois de Lisboa, a iluminação elétrica estendeu-se a outros municípios do país, principalmente centros urbanos, visto que era aqui que se verificavam as condições mais favoráveis para o seu aparecimento. No primeiro quartel do século XX, foram-se multiplicando por todo o País as instalações elétricas, ainda sem qualquer política de interligação. Do ponto de vista legislativo, surgiram os primeiros regulamentos administrativos, todos no domínio da segurança das instalações [7].

3.2 Enquadramento Legal do Setor Elétrico Português

A 26 de Dezembro de 1944, é criada uma política de eletrificação nacional com a publicação da Lei nº2002. O Estado passa então a orientar, dirigir e a intervir no setor elétrico, atribuindo concessões aos municípios, exploradas por sociedades privadas concessionárias.

Após a revolução, em 1975, à semelhança de outros setores da atividade económica, assiste-se à nacionalização do setor elétrico. São criadas empresas públicas às quais são conferidas, em regime de exclusividade e de serviço público, o exercício das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica: EDP no Continente; Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM); Eletricidade dos Açores (EDA) [10].

Em 1995 com a publicação de um pacote legislativo e aplicação dos princípios da Diretiva 96/92/CE, de 19 Dezembro, estabelecem-se regras comuns com o objetivo da criação de um Mercado Interno de Eletricidade. Dá-se, então, início ao processo de liberalização do setor elétrico, marcado pela reprivatização da EDP, com a criação de uma empresa holding e pela afirmação do princípio de liberdade de acesso às atividades de produção e distribuição.

É definido um Sistema Elétrico Nacional (SEN) baseado na coexistência de um Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) – Sistema Regulado e de um Sistema Elétrico Independente ou não Vinculado (SENV). Simultaneamente, é introduzida a regulação do setor através da criação de uma entidade administrativa independente, a ERSE.

Nesta fase cronológica, o negócio da eletricidade em Portugal era caracterizado por ter um operador único, que produzia e vendia energia elétrica no mercado regulado existente, a uma tarifa definida pela ERSE. Esta tarifa remunerava as diferentes atividades da cadeia de valor,

permitia os acertos dos desvios previsionais de anos anteriores e incluía ainda os custos de interesse económico geral (medidas de eficiência energética e de energias renováveis) [10], [12].

Em 20 de Agosto de 2003 são publicados os Decretos-Lei nº184/2003 e 185/2003, representando o início do processo de liberalização global do setor elétrico, assente em princípios definidos na Diretiva 2003/54/CE, de 26 de Junho. Esta revisão conduziu à criação de uma Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), expresso nos acordos entre Portugal e Espanha. Os princípios de abertura e concorrência definidos na diretiva acima referida passaram a estar consagrados no Decreto-Lei nº29/2006 de 15 de Fevereiro. Este diploma estabelece princípios de organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como o exercício das atividades da cadeia de valor e respetiva organização dos mercados de eletricidade, sendo revogada a anterior Diretiva nº96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro [10], [12], [29].

3.3 Organização do Setor Elétrico Nacional

No SEN, após a reestruturação profunda efetuada em 1995, ilustrada na Figura 3.1, ficou estabelecido a coexistência de um sistema elétrico público e um independente organizado segundo uma lógica de um mercado Regulado (MR) e um Mercado Liberalizado (ML), respetivamente.

Assim, os agentes económicos tinham a opção de estabelecer relações contratuais com o Comercializador Regulado, mediante aprovação da ERSE, ou em alternativa negociar outras condições com os Comercializadores em Mercado Liberalizado. O Mercado Regulado integrava os produtores vinculados, a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), nomeadamente a REN e os distribuidores vinculados. Por outro lado, o Mercado Livre englobava o SENV e os produtores em PRE [16], [20].

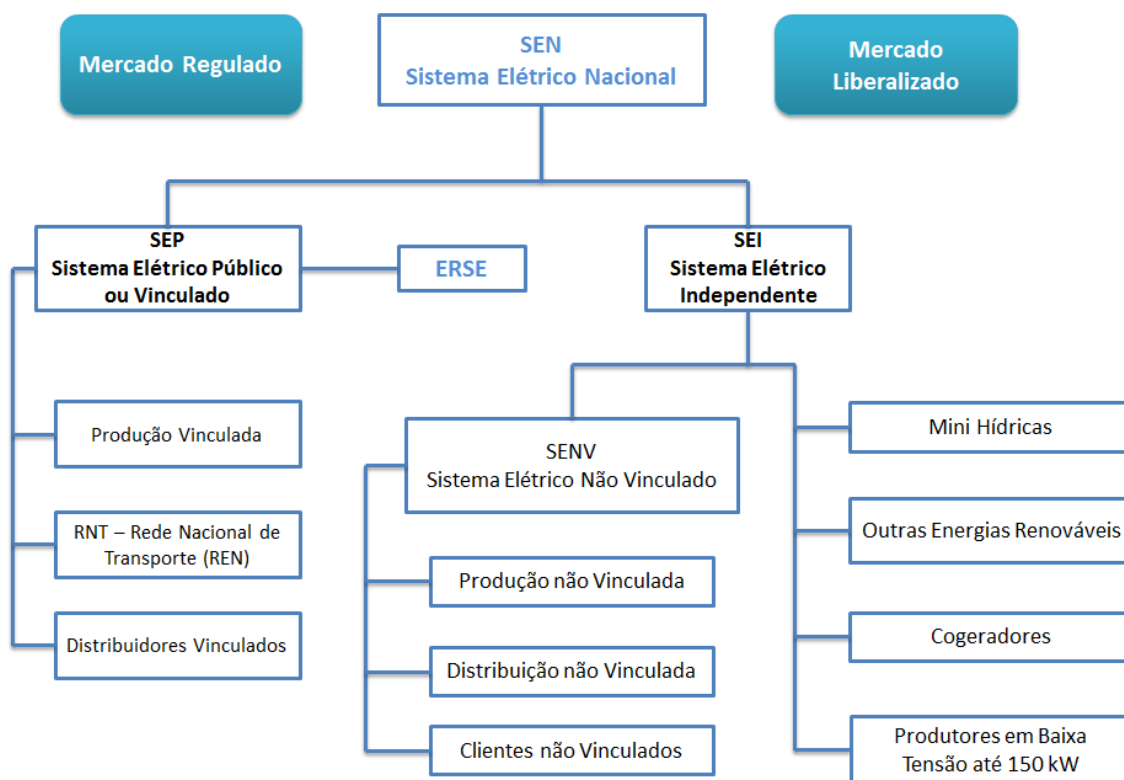


Figura 3.1 - Reestruturação do SEN em 1995 [20].

As alterações legislativas introduzidas em 1995 impulsionaram o processo de privatização das diversas empresas participadas pela *holding* acima referida. Todavia, este processo iniciou-se com a particularidade de a privatização ter incidido sobre a própria *holding*. Em 2000, após a maioria do capital social da EDP, SA, estar já privatizado, o Governo decide então criar a empresa REN, SA, à qual ficou concessionada a RNT, adquirindo 70% do seu capital. Esta decisão permitiu autonomizar a atividade de transporte e reforçar as condições de isenção e transparência do operador de sistema.

O Decreto-lei nº 172/2006, abordado no ponto 3.2, juntamente com a legislação posterior, nomeadamente o Decreto-Lei nº172/2006 e o Decreto-Lei nº264/2007, estabeleceram definitivamente os princípios de organização e funcionamento do SEM [28], [29].

Assim sendo, o atual modelo organizativo do SEN, ilustrado na Figura 3.2, divide-se em cinco atividades principais, exercidas de forma independente, sendo estas:

- Produção
- Transporte
- Distribuição
- Comercialização
- Operação dos Mercados Organizados

Em regime de livre concorrência funcionam as atividades de produção e comercialização mediante atribuição de licença, enquanto que as atividades de transporte e distribuição

funcionam mediante atribuição de concessões de serviço público. Este modelo de funcionamento encontra-se ilustrado na Figura 3.2 [20], [8].

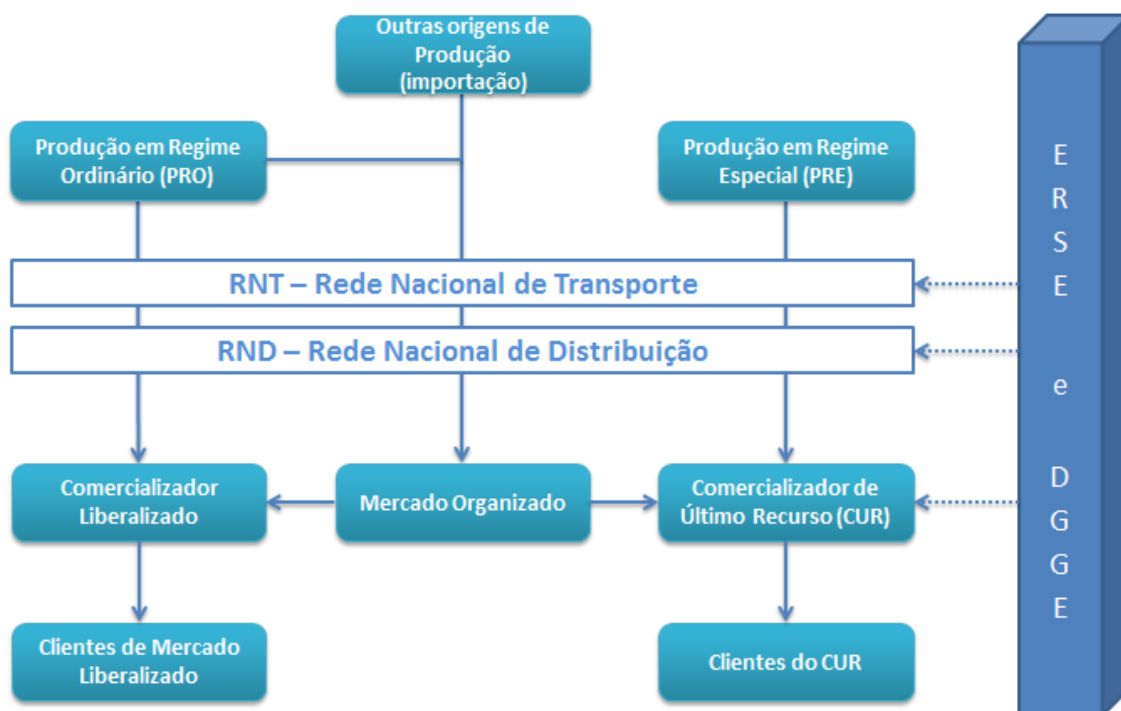


Figura 3.2 - Modelo atual do SEN [20].

3.3.1 Produção de eletricidade

A produção de eletricidade está totalmente aberta à concorrência e é dividida em dois regimes:

- Produção em regime ordinário, relativa à produção de eletricidade com base em fontes térmicas tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos.
- Produção em regime especial, relativa produção de energia elétrica baseada em fontes endógenas e renováveis, como é o caso da cogeração e eólica.

No atual enquadramento legal, a lógica do planeamento centralizado de produção de eletricidade é substituída por uma lógica de mercado e de iniciativa privada, havendo apenas lugar à intervenção do operador do sistema para efeitos de segurança do abastecimento de energia elétrica no SEN quando se perspetivem situações de escassez energética.

No enquadramento legal anterior, a otimização da produção assentava nos custos variáveis de produção de cada centro electroprodutor e, atualmente, a otimização resultará de uma lógica de mercado [16].

3.3.2 Transporte de eletricidade

A atividade de transporte de eletricidade é efetuada pela RNT, ao abrigo de uma concessão exclusiva concedida pelo estado Português.

Atualmente a concessão está atribuída à REN, que exerce simultaneamente a função de Operador de Sistema com todas as responsabilidades inerentes a esta função. Além disso, a REN pode relacionar-se comercialmente com os utilizadores das redes, tendo direito a receber uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas [16].

3.3.3 Distribuição de eletricidade

A distribuição de eletricidade no âmbito da Nova Lei Base de Eletricidade tem por base a Rede Nacional de Distribuição (RND), que consiste na rede de Média Tensão (MT) /Alta Tensão (AT), e ainda as redes de distribuição em Baixa Tensão (BT). A RND é operada através de uma concessão exclusiva atribuída pelo Estado Português à subsidiária do grupo EDP, EDP Distribuição.

As suas principais competências consistem em assegurar a exploração e a manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, qualidade e fiabilidade de serviço, assim como gerir os fluxos de eletricidade na rede, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes, no quadro da gestão técnica global do sistema.

Tal como a REN, a EDP Distribuição também se relaciona comercialmente com os utilizadores das respetivas redes, através de tarifas reguladas pela entidade reguladora, ERSE. A EDP Distribuição não pode, no entanto, adquirir eletricidade para comercialização [12].

3.3.4 Comercialização de eletricidade

A atividade de comercialização de eletricidade é livre, ficando, contudo, sujeita à atribuição de licença onde se discriminam os direitos e os deveres de modo a tornar esta atividade o mais transparente possível. Os comercializadores têm liberdade para comprar e vender energia tendo que, para o efeito, pagar tarifas reguladas de modo a poderem ter o direito de acesso às redes de transporte e distribuição. Em Portugal os consumidores podem, nas condições do mercado, escolher livremente o seu comercializador sem qualquer custo adicional. Este pode ser o Comercializador de Último Recurso (CUR), caso opere no mercado regulado, ou livre caso atue no mercado liberalizado. O CUR tem como objetivo assegurar o fornecimento de eletricidade a todos os consumidores, estando sujeito a um regime de tarifas e preços regulados. O CUR deve, ainda, adquirir obrigatoriamente toda a eletricidade produzida pela PRE e pode também adquirir eletricidade, em mercados organizados como o MIBEL, para abastecer os seus clientes. Atualmente, o papel de comercializador de último recurso é desempenhado por uma empresa

do grupo EDP, nomeadamente, a EDP Serviço Universal enquanto o papel de comercializador livre está a cargo de diversas empresas como a EDP Comercial, a Iberdrola Generación, a Endesa, entre outras [16].

3.3.5 Operação dos mercados de eletricidade

Os mercados organizados de eletricidade operam num regime livre e estão sujeitos a autorizações concedidas conjuntamente pelo ministro das Finanças e pelo ministro responsável pelo sector energético.

A operação do mercado de eletricidade deve ser integrada no âmbito do funcionamento de quaisquer mercados organizados de eletricidade estabelecidos entre o Estado Português e outros Estados-membros da UE. Os produtores que operem sob o regime ordinário e os comercializadores, entre outros, podem tornar-se membros do mercado.

A organização do SEN, de acordo com o ilustrado na Figura 3.3, consiste na coexistência do mercado liberalizado e do mercado regulado. Os agentes económicos podem estabelecer contratos com o comercializador regulado, ou negociar diretamente com os comercializadores que atuam no mercado liberalizado [20].

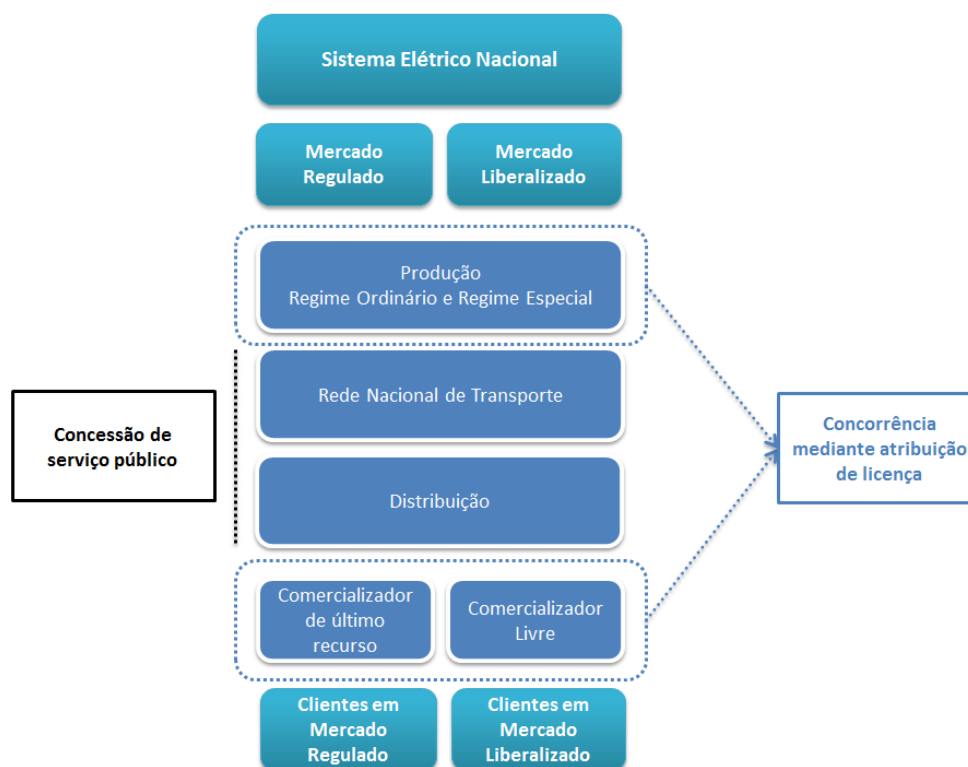


Figura 3.3 - Organização de mercado [20].

Capítulo 4 – Cálculo do Preço de Eletricidade

4.1 Cadeia de Valor do Setor Elétrico

A energia elétrica como produto final a ser entregue ao consumidor é sujeito a percurso de diferentes etapas. Como se pode verificar na Figura 4.1, a cadeia de valor do sector elétrico é constituída por: produção, transporte, distribuição e comercialização.

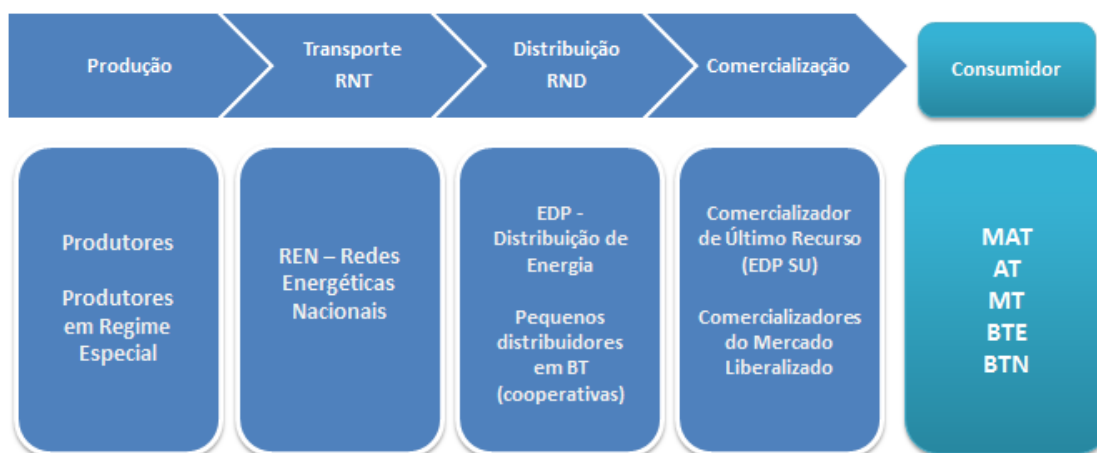


Figura 4.1 - Cadeia de Valor do Setor Elétrico [21].

4.1.1 Produção

Em Portugal a produção de eletricidade está aberta à concorrência apresentando dois regimes legais [7]:

- Produção em Regime Ordinário (PRO), relativa à produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis (carvão, gás natural, gasóleo, entre outros) e em grandes centros eletroprodutores hídricos (barragens de albufeira e fio-de-água)
- Produção em Regime Especial (PRE), relativa à cogeração e à produção elétrica a partir da utilização de recursos endógenos renováveis (solar, eólica, biomassa, entre outros)

4.1.2 Transporte

Em Portugal, o transporte de eletricidade em Muito Alta Tensão (MAT) - 150, 220 e 400 kV - opera num regime de monopólio natural, característica intrínseca deste ramo. Esta atividade é efetuada através da RNT, mediante uma concessão atribuída pelo Estado Português por 50 anos, em regime de serviço público e de exclusividade à REN.

A concessão válida até 2057 inclui o planeamento, a construção, a operação e a manutenção da RNT, abrangendo ainda o planeamento e a gestão técnica global do SEN para assegurar o funcionamento harmonizado das infraestruturas que o integram, assim como a continuidade de serviço e a segurança do abastecimento de eletricidade.

4.1.3 Distribuição

A distribuição de eletricidade processa-se através da exploração da RND constituída por infraestruturas de alta, média e baixa tensão.

À semelhança da rede de transporte, a RND é operada através de uma concessão exclusiva atribuída pelo Estado Português à empresa EDP Distribuição. As redes de distribuição de baixa tensão são operadas no âmbito de contratos de concessão firmados mediante concurso público lançado pelos municípios.

4.1.4 Comercialização

Como última fase da cadeia de valor surge a comercialização. Esta atividade está a cargo de um conjunto de empresas responsáveis pelo relacionamento com o consumidor final, incluindo o serviço prestado ao cliente e respetiva faturação.

A liberalização do setor originou uma separação jurídica entre a atividade de comercialização e de distribuição. Esta alteração permitiu aos comercializadores terem o direito de acesso às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento de tarifas estabelecidas pela ERSE.

A comercialização de eletricidade é realizada em Mercado Livre, através dos comercializadores livres e no Mercado Regulado, através do CUR pela empresa EDP Serviço Universal. As diferenças entre os dois tipos de comercializadores serão devidamente explicados mais à frente no presente capítulo [16].

4.2 Custos gerados

Ao longo da cadeia do setor elétrico são gerados custos associados às atividades mencionadas no subcapítulo 4.1. Estes custos refletem-se nas tarifas definidas e publicadas anualmente pela ERSE, de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário.

Os custos suportados pela cadeia são recuperados através de diferentes tarifas que ultimamente se combinam na Tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF), no caso dos clientes no Mercado Regulado e na Tarifa ou Preço de Venda do comercializador presente no mercado liberalizado.

A aplicação das tarifas que visam remunerar as entidades afetas à cadeia de valor rege-se pelo princípio da aditividade tarifária. Os preços resultantes a serem suportados pelo Consumidor resultam da adição dos preços das tarifas por atividade, aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária.

De seguida apresentam-se, de forma resumida, as diferentes tarifas definidas anualmente pela entidade reguladora do setor elétrico [20]:

- **Tarifa de Uso Global do Sistema (TUGS)** tem como objetivo proporcionar os proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema. Estão incluídos os custos com a operação do sistema, os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) e os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC).
- **Tarifa de Uso da Rede de Transporte (TURT)** permite a obtenção de proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica que inclui o estabelecimento, operação e manutenção das redes de transporte em MAT e das interligações.
- **Tarifa de Uso da Rede de Distribuição (TURD)** reflete os proveitos das atividades reguladas de distribuição de energia elétrica em AT e MT correspondentes ao planeamento, estabelecimento, operação e manutenção das redes de distribuição de forma a veicular a energia elétrica dos seus pontos de receção até aos clientes finais. De igual modo a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT permite recuperar os proveitos da atividade regulada de Distribuição de Energia Elétrica em BT.
- **Tarifa de Energia** permite recuperar os custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR, incluindo os custos de aquisição de energia elétrica para fornecimento dos clientes e os custos de funcionamento associados.
- **Tarifa de Comercialização** deve proporcionar ao CUR os proveitos da atividade regulada de comercialização, englobando as estruturas comerciais de venda de energia elétrica aos seus clientes, nomeadamente a contratação, faturação e serviço de cobrança de eletricidade.
- As **Tarifas de Acesso às Redes (TAR)**, que incluem as tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, são pagas por todos os consumidores de energia elétrica no Mercado Regulado ou Mercado Livre, estando integradas nas tarifas de venda dos diversos comercializadores.
- As **Tarifas de Venda a Clientes Finais** do Comercializador de Último Recurso são o resultado da soma dos preços da Tarifa de Acesso às Redes, Tarifa de Energia e da Tarifa de Comercialização, aplicadas apenas aos consumidores no Mercado Regulado. Estas tarifas são alvo de revisão trimestral.

Será de referir que comercializadores presentes no Mercado Livre negociam os preços da componente de energia com os seus clientes. No Mercado Regulado os preços da componente de energia estão contemplados nas Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais [12].

4.3 Mercado Regulado

A Figura 4.2 ilustra a estrutura dos Tarifas no Mercado Regulado, sendo o preço final o da Tarifa de Venda a Clientes Finais:

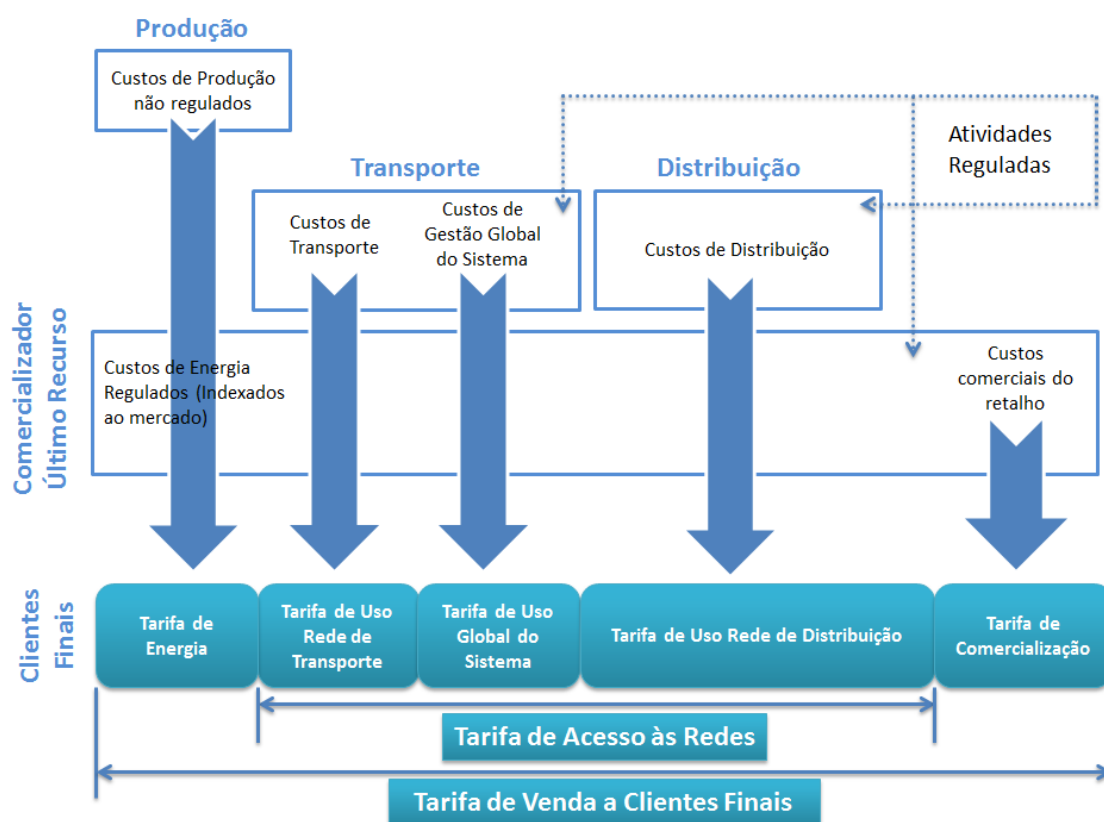


Figura 4.2 - Estrutura da tarifa no Mercado Regulado [20].

No Mercado Regulado verifica-se uma garantia de cobertura dos custos fixos e variáveis que incorrem da atividade de produção de energia elétrica, sendo diluídos na Tarifa de Venda a Clientes Finais. Tal garantia é assegurada pelo estabelecimento de contratos com os produtores, sejam estes CAE ou remunerados pelos atuais CMEC.

Na TVCF é igualmente garantida a recuperação de outros custos inerentes à gestão do sistema e uso das redes de transporte e distribuição, assim como os restantes valores apresentados pelos comercializadores.

Relativamente ao processo de aquisição de energia elétrica, o CUR compra a energia a prazo nos mercados organizados pelo Operador de Mercado Ibérico de Energia, pólo Português (OMIP) e pela Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A. (*OMIClear*) de forma a satisfazer o abastecimento da demanda dos seus consumidores, tendo ainda por obrigação a compra da energia em PRE. O excedente de energia adquirido a prazo e da produção de PRE será novamente vendida no mercado organizado.

Este mecanismo, dotado de um sistema protecionista, permite uma minimização de risco dos produtores, caso a potência instalada em Regime Especial não tivesse evoluído tanto nos últimos anos. Como a recuperação de custos está associada à disponibilidade e oferta de energia pelos produtores, se a mesma é produzida alternativamente pelos PRE sem necessidade de recurso à Produção em Regime Ordinário, fica comprometido o cumprimento das obrigações financeiras assumidas pelo investidor/electroprodutor, devido à sua estrutura de custos.

Tendo em consideração que um dos valores de maior peso absoluto na tarifa energética tem como base os custos de produção, que por sua vez estão indexados ao custo médio da energia elétrica, e sabendo que este é função da energia produzida, quanto menor for a mesma, maior o custo o que levará a um aumento do preço definido [14], [12].

É, portanto, fundamental o estabelecimento de condições contratuais que permitam a recuperação dos encargos das centrais.

4.3.1 Estrutura de preços da Energia Elétrica - Comercializador de Último Recurso

No mercado regulado o cálculo da chamada Tarifa de Venda a Clientes Finais, é resultante da soma de um conjunto de parcelas, que podem ser simplificadas pela equações (4.1) a (4.3):

$$TVCF = Te + Tar + Tcom \quad (\text{eq. 4.1})$$

- Te é a Tarifa de Energia, dada pela soma dos Custos de Produção (CP) decorrentes da atividade de produção de eletricidade, acrescentados de custos extraordinários com a compra de toda a produção pelos PRE (CE_{pre}).

$$Te = CP + CE_{pre} \quad (\text{eq. 4.2})$$

- $Tcom$ é a Tarifa de Comercialização, que integra os Custos Comerciais do Retalho (CCr), assumidos pela entidade responsável por esta atividade.

$$Tcom = CCr \quad (\text{eq. 4.3})$$

- *Tar* é a Tarifa de Acesso às Redes, que engloba custos com as redes de transporte e distribuição, para além dos custos de gestão global do sistema, todos imputados em tarifas homónimas, T_{urt} , T_{urd} , T_{ugs} , respetivamente.

$$Tar = T_{urt} + T_{ugs} + T_{urd} \quad (\text{eq. 4.4})$$

Os Custos de Produção neste regime de mercado, são definidos relativamente ao custo médio de referência que é estabelecido pelo CUR, no momento da consulta dos valores no MIBEL [14], [12], [17].

4.4 Mercado Livre

Em contraste com o Mercado Regulado, na Figura 4.3 é apresentada a estrutura de custos implementada no Mercado Livre:

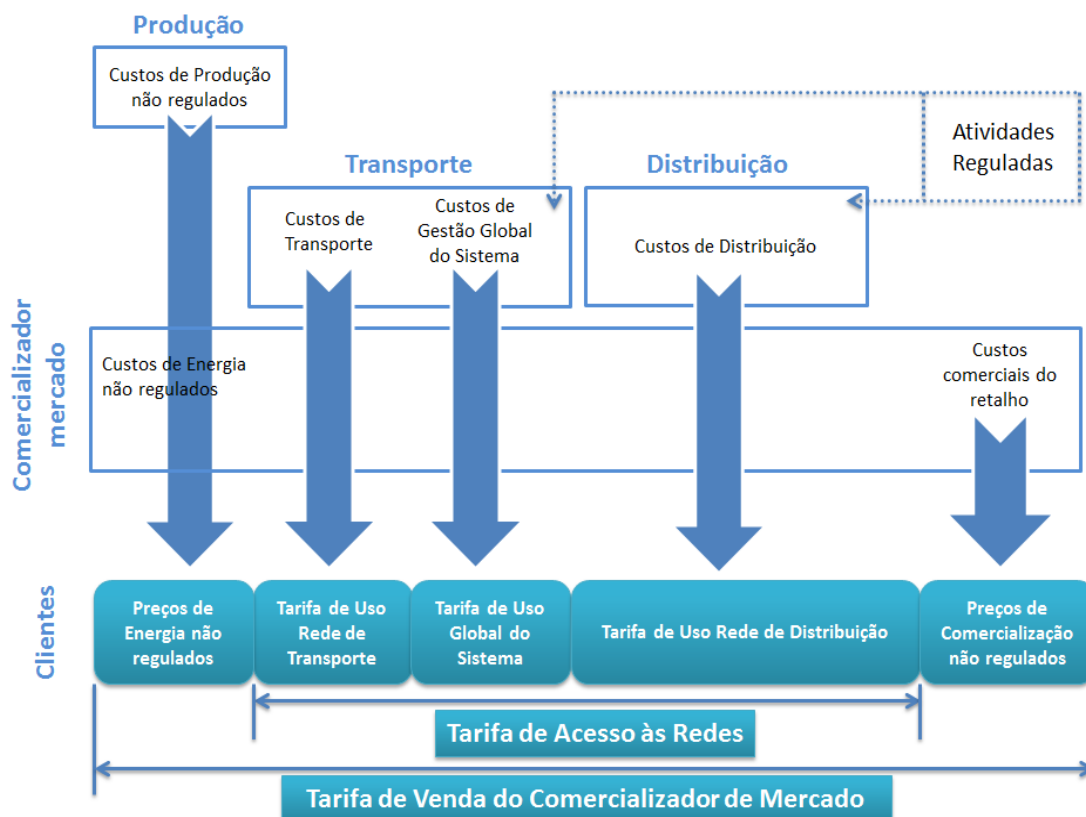


Figura 4.3 - Estrutura de custos em Mercado Livre [20].

Neste regime de mercado o *output* da estrutura de custos é o preço de venda aos clientes, estabelecido entre o comercializador de Mercado Livre e o consumidor.

A comercialização nestes setores encontra-se aberta à concorrência, podendo os comercializadores comprar e vender eletricidade livremente mediante o pagamento das tarifas de acesso às redes. Estas tarifas, tal como referido anteriormente, permitem a recuperação de custos assumidos pelas entidades de Transporte e Distribuição.

Nas condições de mercado referenciadas, os consumidores assumem um papel de decisor relativo à escolha do seu fornecedor. A este, por sua vez, são impostas uma série de obrigações de serviço público, para que seja garantida a qualidade e continuidade do fornecimento. Desta forma é garantida a proteção do consumidor relativamente a preços e tarifas de acesso, devendo o fornecedor disponibilizar uma informação simples e compreensível aos seus clientes.

O comercializador adquire energia no mercado grossista, em que os produtores fazem ofertas de unidade de energia a um dado preço, onde, de acordo com o princípio de oferta e procura descrito no subcapítulo 2.5.1, é comprada a quantidade necessária à satisfação dos seus clientes [14], [12].

4.4.1 Estrutura de preços da Energia Elétrica – Comercializador Livre

No mercado liberalizado os comercializadores no mercado de oferta de energia elétrica, gerido pelo OMIP ou *OMIClear*, estabelecem contratos de aquisição da eletricidade necessária para abastecer a procura que lhes está associada.

O grupo de consumidores exerce o direito de escolha sobre qual a entidade com quem estabelece o contrato de fornecimento de energia.

Alguns custos são imputados no preço final, por obrigação da entidade reguladora, de forma a recuperar gastos decorrentes com a operação, manutenção, entre outras tarefas, relativas à Rede de Transporte, Redes de Distribuição e Uso Global do Sistema, à semelhança do que sucede para o caso da tarifa regulada.

O cálculo do Preço de Venda em Mercado Livre (PVML) pode ser feito, aproximadamente, pela expressão seguinte:

$$PVML = Penr + Tar + Pcnr \quad (\text{eq. 4.5})$$

- *Penr* são os Preços de Energia não Regulados, dependentes dos custos de produção (*CPm*) dos electroprodutores aos quais se refere o preço marginal definido nas sessões de mercado em que é negociada a energia elétrica (cruzamento da curva de oferta e de procura). Este valor é semelhante ao da Tarifa de Energia no caso regulado, no que toca à sua formação, dependente dos custos do produtor.

$$Penr = Cenr = CPmercado \quad (\text{eq. 4.6})$$

- Tar é a Tarifa de Acesso às Redes, também englobada na tarifa regulada, englobando custos com as redes de transporte e distribuição, para além dos custos de gestão global do sistema, todos imputados em tarifas homónimas, T_{urt} , T_{urd} , T_{ugs} , respetivamente.

$$Tar = Turt + Tugs + Turd \quad (\text{eq. 4.7})$$

- Pcnr reportam aos Preços de Comercialização não Regulados, relativos aos Custos Comerciais do Retalho, suportados pela entidade comercializadora operando em regime livre.

$$Pcnr = CCr \quad (\text{eq. 4.8})$$

Neste caso, uma vez que a energia é adquirida pelo comercializador no mercado grossista, suportando a demanda relativa à sua carteira de clientes, os Custos de Produção (CP), presentes nos Penr, integram os custos fixos e variáveis assumidos pelos Produtores [14], [12].

$$CPmercado = Cf + Cv \quad (\text{eq. 4.9})$$

A estrutura de custos definida para o Mercado Livre permite ao comercializador operante neste mercado o ajuste do preço para um patamar mais competitivo que o do Mercado Regulado.

Capítulo 5 – Gestão de Risco

5.1 Visão Geral

Em qualquer atividade económica existe uma relação de risco versus retorno, podendo esta ter origem em um ou mais fatores. O correto conhecimento desta relação é fundamental para a atuação comercial num ambiente competitivo, sendo um diferencial entre os agentes intervenientes num determinado mercado.

Gerir ou viabilizar negócios sem um conhecimento mínimo dos riscos envolvidos é todo inviável e inapropriado, assim como conhecer e trabalhar com todos os riscos. É preciso, portanto, encontrar um ponto ótimo de conhecimento, ou seja, saber quais os riscos relevantes e até onde se devem estudar cada um ou quanto investir no estudo de cada um.

Para que se identifique a relação de risco versus retorno é necessário que se conheçam e quantifiquem os riscos de forma que se determine a sua interferência no retorno. Cada mercado apresenta características próprias, exigindo conhecimentos específicos para a identificação dos fatores de risco.

Em termos gerais será correto afirmar que as considerações de risco são constituídas por dois processos distintos:

- Internalização dos riscos nas análises de viabilidade económica do negócio: consiste na identificação, modelagem e mitigação do risco de um negócio ou projeto que ainda não foi iniciado.
- Gestão de risco, propriamente dita, que consiste em lidar com um risco de um negócio ou projeto que está em execução.

Um projeto ou negócio bem gerido desde o início deve considerar ambos os processos mencionados, tendo em consideração a gestão dos riscos na fase inicial de análise de viabilidade comercial, ajustando-os conforme a necessidade. O primeiro processo apresenta uma característica mais estática, de previsão de condições para longo prazo, enquanto o segundo possui uma característica mais dinâmica, de ajuste de condições para o curto e médio prazo [6], [23].

5.2 Conceito de Risco

O conceito de Risco apresenta diversas abordagens mediante o contexto de aplicação. De acordo com o dicionário, risco é a “possibilidade de perigo, incerto mas previsível, que ameaça de dano a pessoa ou a coisa [25].” Consultando outra fonte, verifica-se que correr risco significa “estar exposto a perigo” [26].

Estas definições levam-nos a considerar o risco como sendo algo associado a incertezas e perigos. De fato, estes dois fatores apresentam-se como os mais relevantes na definição de risco.

No presente trabalho, o interesse é de definir o risco no ambiente de mercado e financeiro. Podemos, então, considerar a seguinte definição de risco para a análise a efetuar neste trabalho:

“Risco pode ser definido como a volatilidade de resultados inesperados, normalmente relacionada ao valor de ativos ou passivos de interesse [24].” Desta definição podemos concluir que o risco está associado a incertezas, resultantes de imprevisibilidades presentes em determinado negócio que se deseja realizar.

Neste contexto, é possível resumir o conceito de risco como sendo a probabilidade de ocorrência de um evento desfavorável no âmbito financeiro, que normalmente representa prejuízos ou perdas [6], [23].

5.3 Tipos de Risco

Ao nível financeiro, o risco está presente em qualquer operação de mercado. O conceito de risco apresenta uma característica multidimensional, abrangendo quatro grandes grupos: risco de mercado, risco operacional, risco de crédito e risco legal, conforme se ilustra na Figura 5.1[6]:

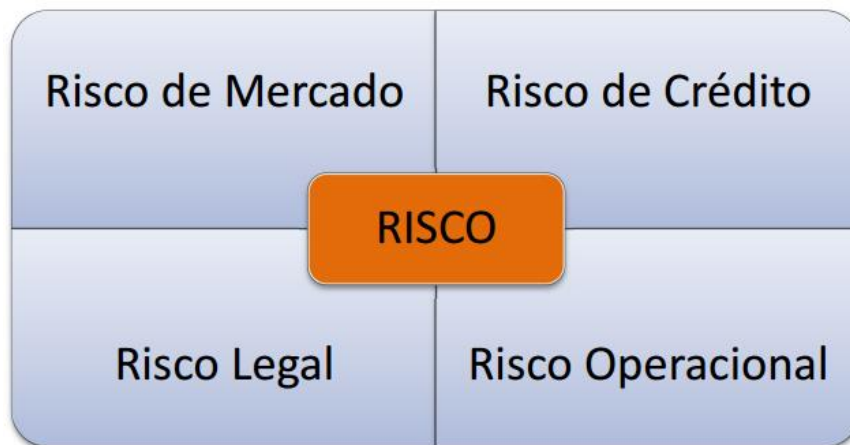


Figura 5.1 - Grupos de Risco [6]

Neste subcapítulo é apresentada uma explicação sobre os grupos de risco acima referidos.

5.3.1 Risco de Mercado

O risco de mercado depende do comportamento do preço alvo do ativo conforme as condições do mercado. Para uma melhor compreensão e medição de possíveis perdas devidos às flutuações de mercado é importante identificar e quantificar o mais corretamente possível as volatilidades e correlações dos fatores que alteram a dinâmica do preço do ativo.

O risco de mercado pode ser dividido em quatro grandes áreas [6], [23]:

- Risco acionário
- Risco cambial
- Risco de taxa de juro
- Risco de *commodities*

5.3.2 Risco Operacional

O risco operacional está relacionado a possíveis perdas como resultado de sistemas e/ou controlos inadequados, falhas de gestão e erros humanos. Este tipo de risco pode ser agrupado em três grandes áreas [6]:

- Risco organizacional: diz respeito a uma organização ineficiente, administração inconsistente e sem objetivos de longo prazo bem definidos, responsabilidades mal definidas, fraudes, acesso a informações internas por parte de concorrentes, entre outros.
- Risco de operações: está relacionado com problemas como sobrecarga de sistemas (elétricos, telecomunicações, computacional, etc), processamento e armazenamento de dados passíveis de fraudes e erros, confirmações incorretas, etc.
- Risco de pessoal: está relacionado com a falta de qualificações de funcionários para determinada tarefa.

5.3.3 Risco de Crédito

O risco de crédito traduz-se como as possíveis perdas quando um dos contratantes não honra os seus compromissos. As perdas aqui estão relacionadas com os recursos que não mais serão recebidos. O Risco de Crédito pode ser dividido em três grupos [6], [23]:

- Risco do país, por exemplo, as moratórias de países com graves dificuldades de cumprimento
- Risco político, quando se verifica restrições ao fluxo livre de capitais entre países, estados, municípios, etc. Este tipo de risco pode ser resultante de golpes militares, novas políticas económicas, resultados de novas eleições, etc.
- Risco de falta de pagamento, quando uma das partes num contrato se encontra impossibilitado de cumprir os compromissos assumidos.

5.3.4 Risco Legal

Por último, o risco legal está relacionado com possíveis perdas quando um contrato não pode ser legalmente amparado. Neste tipo de risco está incluído o risco de perdas por documentação insuficiente, ilegalidade, insolvência, falta de representatividade e/ou autoridade por parte de um negociador, entre outros [6].

5.4 Gestão de Risco nos Mercados

A gestão de risco pode ser definida como um conjunto de ações e estudos que visam administrar os diversos tipos e fontes de risco perante a necessidade de retorno ou redução de custos. O risco deverá ser controlado de acordo com o ambiente de mercado para que se torne aceitável. O processo de gestão de riscos apresenta a seguinte sequência de etapas [6]:

- Identificação de fatores geradores de riscos e de todos os grupos de riscos da atividade comercial;
- Modelação dos fatores geradores de riscos (elaboração de diferentes cenários, definição de funções de distribuição de probabilidade);
- Modelação do sistema afetado;
- Obtenção das relações risco versus retorno, através da distribuição de probabilidade do retorno financeiro;
- Decisão e verificação de critérios e valores aceitáveis de riscos versus retorno (aceitação de risco);
- Consoante os resultados do modelo afetado, adoção de mecanismos que permitiam definir qual a exposição do modelo ao risco mediante o retorno desejado.

5.4.1 Avaliação de Risco

A medição ou avaliação de risco pode ser efetuada de diferentes formas. O desvio-padrão é o método mais grosseiro para se efetuar essa avaliação, medindo a dispersão da distribuição de probabilidades. Quanto maior for o desvio-padrão, maior a dispersão das expectativas em torno da média ou retorno esperado e, conseqüentemente, maior o risco (ou incerteza) do investimento. O principal entrave na utilização deste método é o facto de o desvio-padrão calcular os desvios positivos e negativos, ou seja, inclui as perdas e os ganhos de um universo de amostras, e é dado pela equação 5.1:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\alpha_i - \bar{\alpha})^2} \quad (\text{eq. 5.1})$$

Onde:

α_i : Valor i da amostra

$\bar{\alpha}$: Média

n : Número de elementos da amostra

Outro método utilizado para a medição de risco é o *Value at Risk* (VaR). Este método, introduzido no final da década de 90, revela uma maior precisão do que o desvio-padrão para a gestão do risco do estudo em questão. Permite contabilizar apenas o número de amostras que poderão fazer o investidor incorrer em perdas, indicando a potencial perda a que o investidor está sujeito para um determinado portfólio e para determinado grau de confiança, denominado normalmente por β .

De uma forma breve, podemos definir o VaR como a pior (ou maior) perda esperada ao longo de um determinado intervalo de tempo para determinado grau de confiança. Ou seja, VaR indica o valor do custo a partir do qual valores superiores a este originam perdas, ocorrendo estas em $\beta\%$ do tempo [6].

A Figura 5.2 ilustra graficamente o conceito de VaR:

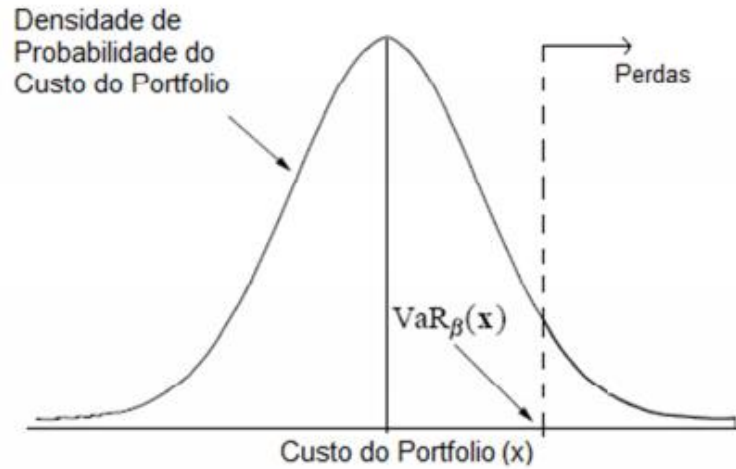


Figura 5.2 - VaR para uma distribuição de probabilidade normal

Matematicamente verifica-se que, dada uma variável x , e um nível de significância β , VaR é o valor que resolve a equação 5.2, com probabilidade P de ocorrência do acontecimento:

$$P(X \geq VaR) = \beta \quad (\text{eq. 5.2})$$

Em que:

β é o valor que se estipula, normalmente, entre 1% e 10% consoante o perfil do investidor, isto é, mediante o grau de aversão ao risco.

Contudo, a utilização do VaR apresenta um determinado inconveniente. Como se pode verificar na figura 5.2, o VaR não tem em consideração o tamanho da área da cauda à sua direita. Logo, para um mesmo valor de VaR, é possível que as caudas de distribuições sejam diferentes, prejudicando a análise da intensidade das perdas.

Um método que complementa o valor do VaR é o CVaR (*Conditional Value at Risk*), visto que o primeiro não indica o montante de uma potencial perda superior ao seu valor. O CVaR representa a soma das potenciais perdas superiores ao grau de confiança escolhido, sendo capaz de quantificar a intensidade das potenciais perdas superiores ao valor do VaR.

O CVaR é dado, genericamente, pela equação 5.3:

$$\Phi_{\beta}(x) = \frac{1}{(1-\beta)} \int_{f(x,y) \geq x} f(x,y) * p(y) dy \quad (\text{eq. 5.3})$$

Em que:

Φ_β : CVaR para o nível de confiança β .

y : vetor das variáveis aleatórias – Incertezas

x : vetor das variáveis de decisão – Portfólio

$p(y)$: função densidade

$f(x, y)$: função de perdas

A Figura 5.3 ilustra a representação gráfica do CVaR.

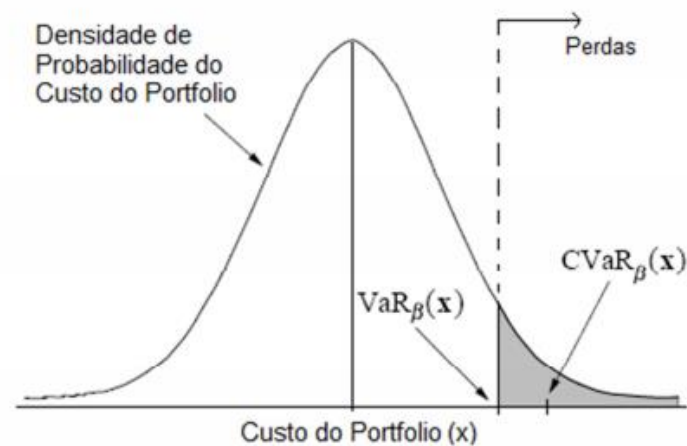


Figura 5.3 - CVaR para uma distribuição de probabilidade normal

Na Figura 5.4, observa-se a utilização do CVaR e do VaR para duas distribuições diferentes.

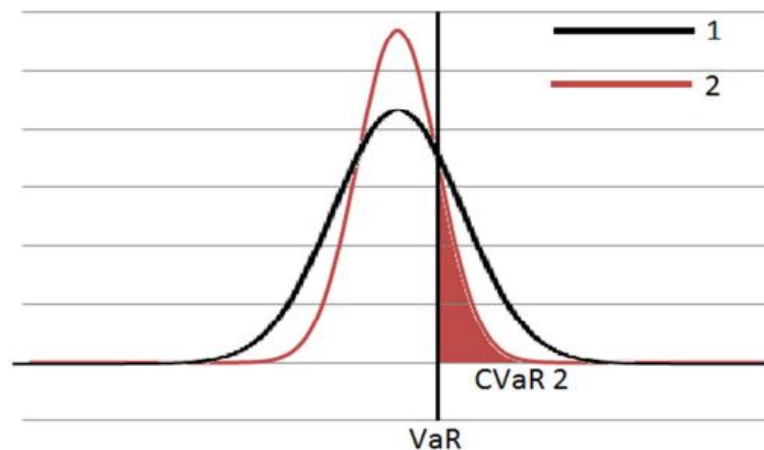


Figura 5.4 - Comparação entre o VaR e CVaR para duas distribuições diferentes

Embora as distribuições 1 e 2 da Figura 5.4 tenham o mesmo valor para VaR, o CVaR de 2 apresenta uma área inferior, representando perdas menores comparativamente à distribuição 1.

Podemos definir o CVaR através da equação 5.4:

$$CVaR_{\beta}(X) = \frac{1}{\beta * J} * \sum Z \quad (\text{eq. 5.4})$$

Onde:

J: número de cenários

Z: Custo dos Contratos que excedem VaR

β : percentagem associada ao risco

De acordo com a equação acima ilustrada, o CVaR representa a média dos custos dos valores que excedem o valor em risco. β estipula a percentagem do total de casos que podem apresentar valores maiores que o VaR. O VaR e o CVaR são calculados para cada um dos portfólios do investidor. Cada portfólio é constituído por diferentes fatores de risco, denominados de variáveis aleatórias ou estocásticas.

No estudo em questão, o principal risco para o consumidor de energia elétrica, será a variação do preço da energia nos mercados organizados. Tal variação poderá ocorrer por diversos fatores, como por exemplo as propostas de venda do produtor originadas pela oscilação do preço do carvão, do gás natural, do Brent, das licenças de CO₂, do valor do câmbio, do índice de hidraulicidade, o número de horas de vento para determinado período de tempo, entre outros.

A quantificação do risco não finaliza o estudo sobre a gestão do mesmo. Para determinado investimento, que comporta diferentes fontes de risco, existe um risco associado, desta forma, para diversos cenários existirão diferentes valores de risco. O risco partilha de uma simbiose com a receita ou lucro esperado, pelo que o fator a estudar é o fator receita/risco, em que o investidor terá sempre o objetivo de estabelecer a maior receita pelo menor risco [6].

5.4.2 Gestão de Risco no Setor Elétrico Português

A gestão de risco nos mercados de energia elétrica, de uma forma geral, é distinta dos restantes mercados de *commodities*, sendo o seu nível de modelação algo complexo.

Esta diferença poderá ser justificada pelo facto de os mercados de energia elétrica terem sido desregulados recentemente, comparativamente com outros do mercado financeiro, apresentando, por essa razão, um menor nível de maturidade.

A elevada dificuldade de modelar este tipo de mercado decorre do forte acoplamento temporal entre as decisões presentes e futuras e da característica extremamente dinâmica do processo de produção de energia elétrica, visto que a produção e consumo são praticamente simultâneos.

Outro dos fatores que dificulta a modelação do mercado elétrico é a dependência das condições climáticas a que um sistema elétrico está fortemente vinculado. Um exemplo disso é o sistema elétrico Português, onde para além da energia térmica, encontra-se fortemente dependente da

energia hídrica e eólica na base da sua produção. Um largo período de seca, implicará um baixo índice de hidraulicidade, elevando o preço da energia no mercado, mudando a dinâmica dos contratos e o posicionamento dos agentes.

Aliado aos fatores acima mencionados, outra das razões para a volatilidade dos preços da eletricidade é a capacidade de armazenamento da energia elétrica. Esta pode ser armazenada, indiretamente, através de dois processos: em água armazenada em reservatórios das centrais hidroelétricas ou em combustível utilizado nas centrais termoelétricas.

Contudo, a capacidade de armazenamento é limitada, originando também limitações na capacidade de produção na transformação destas energias em energia elétrica. Estas limitações, associadas à imprevisibilidade das futuras variações nos reservatórios hídricos, originam uma grande volatilidade dos preços no Mercado *Spot*, sendo o fator de risco mais importante neste trabalho [6], [12].

A Figura 5.5 demonstra a volatilidade dos preços médios anuais no mercado ibérico de eletricidade - preços de Portugal no período de 2009 a 2013.

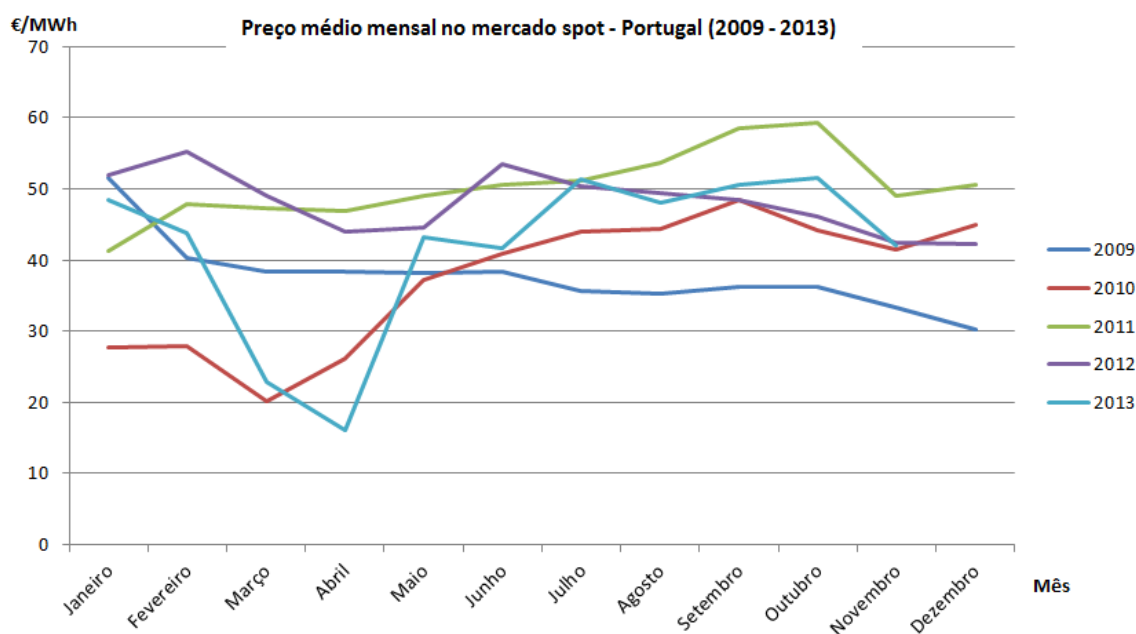


Figura 5.5 - Preço médio mensal no Mercado Spot português entre 2009 e 2013 [20], [19].

Tendo em conta o modelo de negociação do MIBEL, conforme explicado no capítulo 2, é possível verificar a referida volatilidade do preço da eletricidade ao longo das sessões diárias que constituem a *pool* do mercado.

A Figura 5.6 ilustra as sessões do mercado diário nos anos de 2012 e 2013.

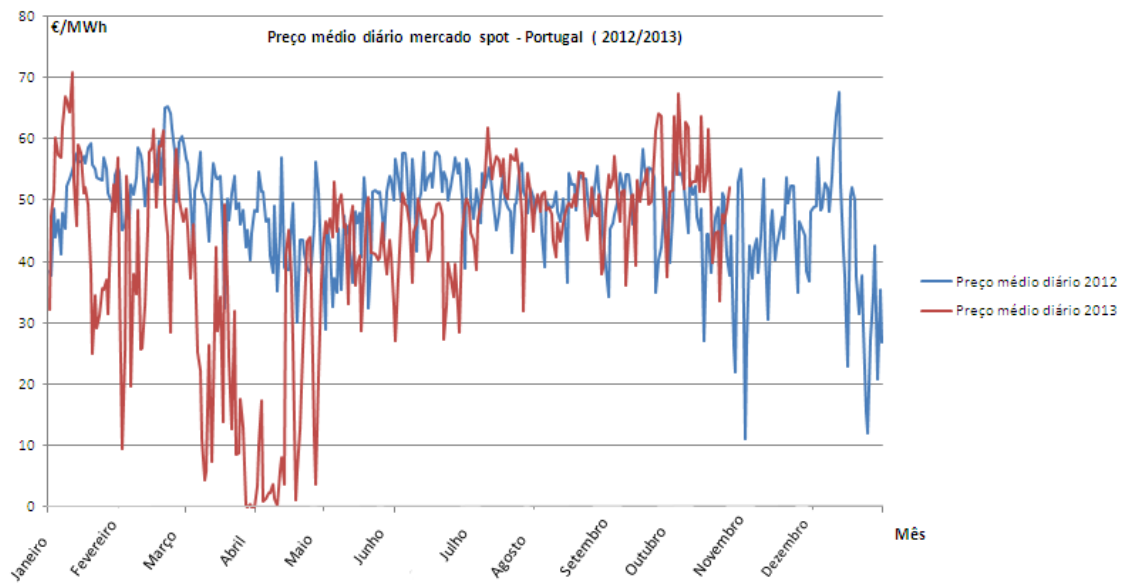


Figura 5.6 - Preço médio diário no Mercado Spot português em 2012 e 2013 [17].

De acordo com a figura, é possível verificar que durante os meses de Abril e Maio relativos ao ano de 2013, a energia elétrica chegou a ser negociada a 0€/MWh nas sessões diárias em Mercado Spot. Tal facto é justificável pelo elevado índice de hidraulicidade verificado em Portugal durante o período em análise.

Capítulo 6 – Método de Monte Carlo

6.1 Abordagem geral

O método de Monte Carlo surgiu no ano de 1949 com o artigo *The Monte Carlo Method* de autoria dos matemáticos *John Von Neumann* e *Stanislaw Ulam*. O nome do método foi dado em homenagem ao seu tio, frequentador do casino de Monte Carlo, ao contrário do que se poderia pensar em virtude da associação direta à natureza repetitiva e aleatória da roleta no casino [27].

Todavia, a aplicação deste método deu-se posteriormente com o aparecimento de computadores e calculadoras capazes de processar este método numérico. Este método é um modelo de simulação que utiliza a geração de números aleatórios para atribuir valores às variáveis que se deseja investigar. Os números podem ser obtidos através de um processo aleatório (tabelas, roletas, etc) ou diretamente do computador com recurso a funções específicas.

Como já foi acima referido, a simulação de Monte Carlo é um método de amostragem cujo objetivo é permitir a observação e atuação de uma variável de interesse em razão do comportamento de variáveis que encerram elementos de incerteza.

Embora seja um conceito simples, a operacionalização deste método requer o auxílio de ferramentas de alguns métodos matemáticos, como por exemplo o método da transformada inversa, que faz uso das características dos números aleatórios e da função distribuição acumulada de uma variável aleatória.

Tendo como base o processo de amostragem realizado nas simulações de Monte Carlo, ou seja, a partir do sorteio de números aleatórios são produzidas as distribuições das variáveis de interesse, tomando por base as premissas e as distribuições associadas às variáveis de entrada, assim como a inter-relação entre as mesmas [6], [11].

Por exemplo: assume-se que a variável aleatória W tem uma distribuição de probabilidade W_z , e que uma amostra Z_1, Z_2, \dots, Z_n de W é disponibilizada. Partindo dessa amostra aplicada a uma função teste, pode ser identificada uma função muito próxima da função de distribuição real W_z , chamada de função de distribuição empírica \hat{W}_z .

A simulação Monte Carlo normalmente utilizada encontra-se representada pela Figura 6.1.

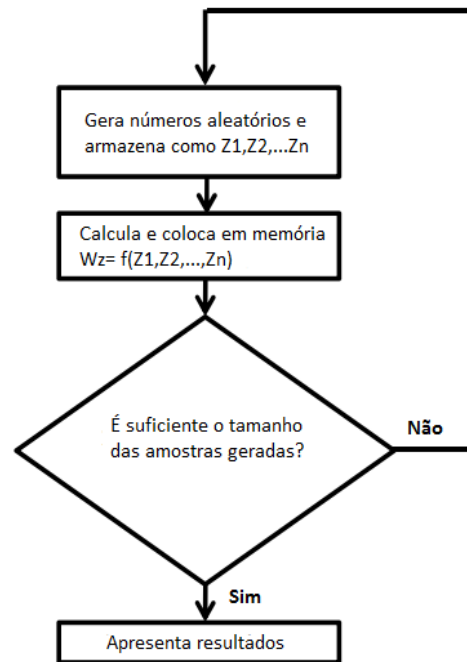


Figura 6.1 - Técnica de simulação de Monte Carlo

6.2 Metodologia proposta

A simulação de Monte Carlo utilizada neste trabalho teve como base o sorteio aleatório de duas variáveis: o preço de eletricidade no Mercado *Spot* e o consumo energético do consumidor em análise. Para ambos os casos foram executadas 10000 iterações, dado que quanto maior for o número de iterações mais rigorosos serão os resultados obtidos.

Os dados relativos ao consumo energético foram modelizados de acordo com uma distribuição normal. Neste tipo de distribuição os valores estão distribuídos de forma simétrica à média e existe uma probabilidade de serem mais próximos dela do que distantes, de acordo com a Figura 6.2.

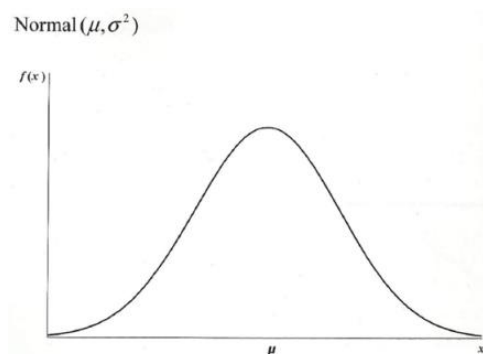


Figura 6.2 - Distribuição de probabilidades normal

Relativamente ao preço da eletricidade, os dados foram modelizados de acordo com uma distribuição de probabilidades log-normal. Nesta distribuição os valores estão positivamente inclinados, imaginados por uma longa cauda à direita. Os valores mais prováveis apresentam-se próximos ao valor mínimo ou ao menor valor da faixa. A Figura 6.3 exemplifica a descrição acima.

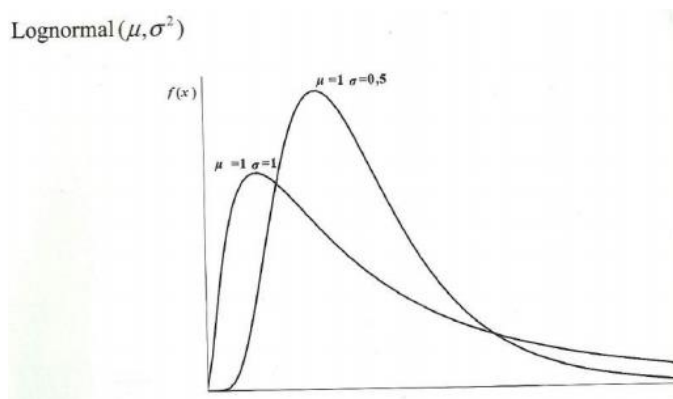


Figura 6.3 - Distribuição de probabilidade log-normal

6.3 Ferramenta para simulação de Monte Carlo - @RISK Palisade

O *software* @RISK foi desenvolvido por uma empresa especialista em análise de risco e decisão – Palisade, tendo a capacidade de executar análises de risco por meio da simulação de Monte Carlo. A Palisade foi fundada na década de 80 com o lançamento do seu primeiro produto que proporcionava aos utilizadores a funcionalidade de quantificar riscos utilizando simulações de Monte Carlo.

Em 1987, a Palisade lançou no mercado o @RISK, produto de maior destaque nesta empresa. Com mais de 200 mil utilizadores, os *softwares* da Palisade, traduzidos em 5 idiomas, podem ser encontrados em mais de 100 países. Atualmente a empresa encontra-se sediada em Nova York e dispõe de filiais em Londres e Sydney.

Este *software* permite análises de situações técnicas e de negócios de grande sensibilidade ao risco, como é o caso da comercialização de energia elétrica. A ferramenta de simulação e análise de risco funciona incorporada no *Microsoft Office Excel*, podendo em conjunto com estes dois *software* modelar diversas situações. O *software* @RISK tem a capacidade de recalcular, vez após vez, a situação modelada conforme a distribuição de possíveis resultados, gerando assim a possibilidade de análise dos resultados de cada simulação.

O @RISK é utilizado para analisar o risco e incerteza numa variedade de setores. A Figura 6.4 ilustra os vários setores e aplicações possíveis de utilizar as técnicas de simulação presentes no *software* [23].

SETOR	EXEMPLO DE APLICAÇÃO
FINANÇAS E DERIVATIVOS • Modelos • Estudos de Caso	Planejamento de Aposentadoria Avaliação de Câmbio Análise de Opções Reais Análise de Fluxo de Caixa Descontado Value-at-risk Otimização de Portfólio
SEGUROS / RESSEGUROS • Modelos • Estudos de Caso	Estimativa de perdas de reservas Precificação de Prêmio
ÓLEO / GÁS / ENERGIA • Modelos • Estudos de Caso	Exploração e Produção Estimativa de Reservas de Óleo Estimativa de Capital para Projeto Precificação Conformidade com Regulação
SEIS SIGMA / ANÁLISE DE QUALIDADE • Detalhes e Modelos • Estudos de Caso	Controle de Qualidade de Manufatura Melhoria de Serviço ao Consumidor DMAIC DFSS / DOE Lean Seis Sigma
MANUFATURA • Estudos de Caso	Seis Sigma e Análise de Qualidade Análise de Novos Produtos Alocação de Produtos Fechamento de plantas Análise do ciclo de vida de produtos
FARMACÊUTICOS / MEDICINA / SERVIÇOS DE SAÚDE • Estudos de Caso	Análise de Novos Produtos Estimativa de P&D D Estimativa de infecção de Doença
MEIO AMBIENTE • Estudos de Caso	Preservação de Espécies Ameaçadas Projeção e Limpeza de Áreas Poluídas
GOVERNO E DEFESA • Estudos de Caso	Alocação de Recursos Jogos de Guerra Projeções de Bem estar e Orçamento
AEROESPACIAL E TRANSPORTE • Estudos de Caso	Estimativas de Custo Planejamento e Otimização de Estradas Distribuição na Cadeia de Suprimentos

Figura 6.4 - Setores de atividade de aplicação no @RISK [23].

Capítulo 7 – Estudo de Caso

7.1 Visão Geral do Problema

As empresas possuem particularidades no que diz respeito ao seu consumo de energia elétrica, ao tipo de atividade económica, equipamentos instalados, quantidade de horas em operação e outras variáveis que possuem um impacto direto ou indireto no consumo de energia elétrica para a realização do processo produtivo.

A quantidade de energia a contratualizar revela-se, portanto, uma ação de elevada importância no plano financeiro e operacional de uma empresa. Com a introdução do Mercado Livre de Eletricidade, a tomada de decisão por parte do consumidor para a escolha do comercializador em Mercado Livre, deverá ser alvo de uma análise prévia consoante o perfil do consumidor (residencial, industrial, etc.). Esta análise permitirá uma otimização dos custos de aquisição de energia elétrica, cada vez mais voláteis de acordo com as tendências evolutivas do preço da eletricidade.

Conforme o assunto abordado no capítulo 3, a atual legislação relativa à liberalização do setor elétrico delibera a passagem dos consumidores para o Mercado Liberalizado, mediante os prazos definidos pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Para o caso de clientes abastecidos em Média Tensão, a data limite para a integração no Mercado Livre é 31 de Dezembro de 2013.

Neste trabalho foi analisado um edifício de serviços de um consumidor empresarial do setor têxtil, abastecido em Média Tensão aderente ao Mercado Liberalizado desde Janeiro de 2012.

O objetivo principal passou por apurar quais os benefícios que advieram desta transição para o Mercado Livre. Foram propostas diferentes estratégias que auxiliem a tomada de decisão e permitam a mitigação dos riscos relativos à contratualização de energia no Mercado *Spot* e no estabelecimento de contratos bilaterais com comercializadores que operam no Mercado Liberalizado.

A metodologia implementada para a execução da análise encontra-se explicada no subcapítulo seguinte.

7.2 Metodologia proposta

A fase inicial do estudo de caso compreendeu uma caracterização do perfil energético do consumidor. Foram apresentadas informações relativas ao consumo dos últimos 5 anos, assim

como a distribuição dos consumos de eletricidade pelos diferentes períodos do dia, referentes aos anos de 2012 e 2013.

A Figura 7.1 ilustra a metodologia seguida para a elaboração deste estudo de caso.

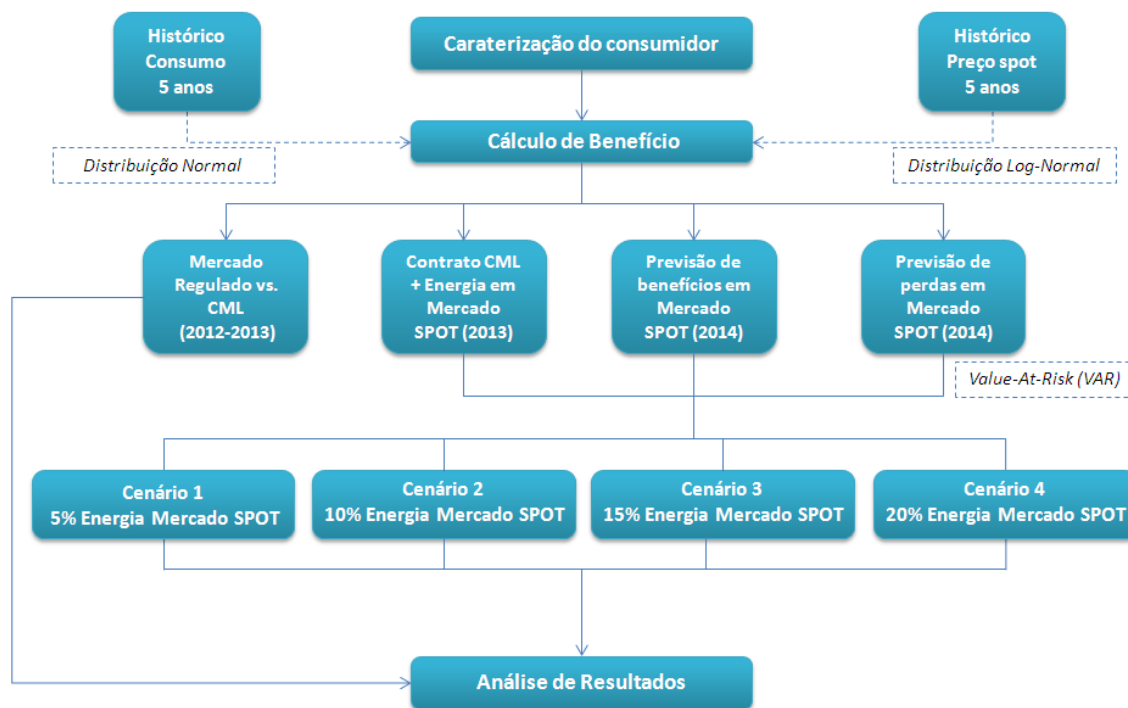


Figura 7.1 - Metodologia desenvolvida para o estudo de caso

A segunda fase contemplou, mediante a caraterização dos consumos, uma análise dos custos gerados pelo contrato estabelecido com o Comercializador “X” em Mercado Livre no ano de 2012. Estes custos contratuais foram comparados com a Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em MT que permaneceram em 2012 no Mercado Regulado. A mesma análise foi repetida para o ano de 2013, por forma a registar a tendência evolutiva dos preços em Mercado Liberalizado comparativamente ao Mercado Regulado. O objetivo desta etapa passou por apurar os possíveis benefícios que o consumidor obteve na adesão ao Mercado Livre.

Na terceira fase foram elaborados quatro cenários hipotéticos que permitiram a comparação dos custos gerados pelo contrato estabelecido com o Comercializador “X” no ano de 2013, com a aquisição de diferentes percentagens de volumes de energia adquiridos no Mercado *Spot*, caso esta modalidade de contratação tivesse ocorrido. Para esta comparação recorreu-se aos preços médios mensais registados no Mercado *Spot* ao longo do ano de 2013, excetuando o mês de Dezembro, mês ao qual foi efetuada uma estimativa. Esta análise permitiu aferir quais as vantagens em adquirir energia a curto-prazo em complemento ao contrato bilateral estabelecido e quais os volumes percentuais que originariam maiores benefícios.

Na quarta fase foi elaborado um cenário de previsão de consumos e preços de aquisição de energia para o ano de 2014. Com base nestes pressupostos, foram identificadas as diferentes faixas percentuais de benefício que poderão advir para o consumidor caso os pressupostos se verifiquem. Simultaneamente foi identificada, com um determinado nível de confiança, a perda máxima prevista para o ano de 2014 para aquisições de energia no Mercado *Spot*.

Por último, foram elaboradas considerações finais acerca dos resultados obtidos. Estas considerações permitiram obter importantes conclusões sobre a evolução do Mercado Liberalizado para consumidores de Média Tensão.

7.3 Perfil energético do consumidor em análise

Para este estudo foram utilizados registos de consumo energético de uma empresa do setor têxtil abastecida em Média Tensão (MT).

Após a análise e tratamento da informação, foi possível caraterizar o consumo pelos diferentes períodos horários, como se pode verificar na Figura 7.2.

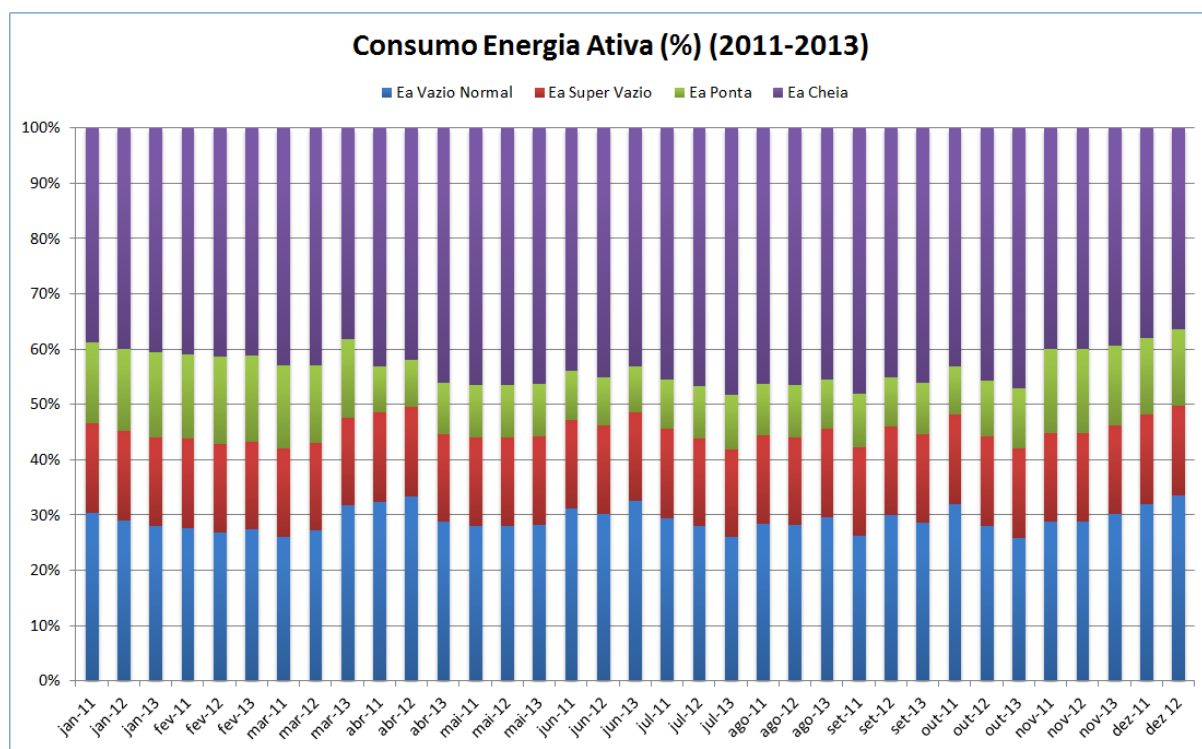


Figura 7.2 - Percentagem de consumo de energia ativa entre o ano 2011 e 2013 distribuído pelos diferentes períodos horários

Esta caraterização é fundamental para o fortalecimento da posição negocial do consumidor no estabelecimento de contratos bilaterais e possíveis aquisições de energia no Mercado *Spot*.

A Tabela 7.1 apresenta uma síntese dos consumos totais de Energia Ativa, no período compreendido entre o ano de 2009 e 2013.

Mês	Consumo Energia Ativa (MWh)					Média	Desvio-Padrão
	2009	2010	2011	2012	2013		
Janeiro	3.890,24	3.933,25	4.013,75	4.246,03	4.209,07	4.058,47	161,121
Fevereiro	3.612,05	3.632,55	3.771,67	3.990,58	3.851,18	3.771,61	157,379
Março	3.893,25	3.922,37	4.108,91	4.291,76	4.232,69	4.089,80	179,05
Abril	4.035,42	4.027,37	3.986,98	4.087,27	4.127,45	4.052,90	54,867
Maio	4.073,54	4.103,26	4.241,38	4.234,33	4.163,39	4.163,18	75,503
Junho	4.046,33	4.073,22	4.112,26	3.992,78	4.072,26	4.059,37	44,047
Julho	4.115,69	4.143,26	4.292,69	4.147,89	4.278,69	4.195,64	83,266
Agosto	4.183,54	4.211,48	4.400,71	4.153,83	4.214,89	4.232,89	96,995
Setembro	3.880,42	3.997,45	4.191,14	4.010,19	4.081,51	4.032,14	114,478
Outubro	3.932,05	4.136,53	4.324,14	4.146,85	4.174,58	4.142,83	139,97
Novembro	3.892,16	4.096,22	4.146,95	4.006,97	4.026,98	4.033,86	96,86
Dezembro	4.062,13	4.143,26	4.248,07	4.163,11	4.205,59	4.164,43	70,01

Tabela 7.1 - Registo de consumos de energia no período compreendido entre o ano de 2009 e 2013

Conclui-se que o consumidor em análise apresenta consumos aproximadamente contantes ao longo dos últimos anos. Tal facto é facilmente compreendido pelo setor de atividade em que o consumidor está inserido. Outra das razões será o investimento em equipamentos de produção. De acordo com o consumidor, já não se verifica a instalação de novos equipamentos desde o ano de 2007, prevendo a permanência do mesmo número de unidades de produção até ao ano de 2020.

De acordo com o perfil energético obtido, procedeu-se à aplicação da metodologia proposta no subcapítulo 7.2.

7.4 Análise de Benefício

7.4.1 Comparação entre a TVCF do Mercado Regulado e Tarifa do Comercializador em Mercado Livre (2012-2013)

Neste subcapítulo foi executada uma simulação, disponível para consulta no anexo A, de comparação de custos do contrato estabelecido em Mercado Livre com a tarifa regulada. Esta análise teve como objetivo apurar qual o benefício líquido obtido.

TOTAL CUR 2012 (€)	4.875.121,01
Total CML 2012 (€)	4.885.627,88
Benefício (€)	-10.506,87
Benefício anual (%)	-0,216

Tabela 7.2 - Síntese de resultados no ano de 2012

Como se pode verificar na Tabela 7.2, a síntese de resultados obtida da simulação revela que em 2012, ano da transição para o Mercado Livre, os resultados, embora de fraca representatividade (-0,21%), foram negativos.

		TVCF 2012	CML 2012	
		€/kWh		Variação (%)
	E.ativa	0,0819	0,0859	4,9239
	Pcontratada	1,397	0,8784	-37,1201
	Phoras ponta	8,983	7,5517	-15,9334
		€/kW.mês		
E. reativa	Indutiva	0,0226	0,0000	
	Capacitiva	0,0169	0,0000	

Tabela 7.3 - Comparação da tarifa regulada com a tarifa contratada em Mercado Livre em 2012

Da análise efetuada aos custos associados a cada tarifa, foi possível concluir que o resultado negativo adveio do preço da energia ativa faturada. Por outro lado, a preço acordado na parcela da potência contratada e da potência consumida em horas de ponta revelou-se vantajoso para o consumidor, fixando-se em -37,12% e -15,93%, respetivamente, quando comparado com o preço praticado no Mercado Regulado. No que diz respeito ao pagamento da energia reativa, destaque positivo para o facto da isenção do pagamento desta por parte do consumidor. Estes resultados encontram-se disponíveis na Tabela 7.3.

Perante o resultado negativo de 2012, para o ano de 2013 foi redefinido o preço da energia elétrica a pagar pelo consumidor. Este aceitou permanecer com mesmo comercializador na condição da redução do preço da energia ativa. Por outro lado, aceitou o agravamento do preço da potência contratada e do preço da potência em horas de ponta.

Analisando os dados da Tabela 7.4, estas novas condições originaram uma redução do preço da energia ativa em aproximadamente 4,7 pontos percentuais comparativamente ao ano transato. No preço a pagar pela potência contratada e pela potência em horas de ponta, verificou-se o agravamento da tarifa em aproximadamente 62,11% e 15,67%, respetivamente. Relativamente

ao preço da energia reativa injetada na rede, tal como verificado em 2012, não foram gerados custos no contrato estabelecido.

CML	2012	2013	
Tarifa	€/kWh	€/kWh	Variação (%)
Eativa	0,0859	0,0819	-4,7068
Pcontratada	0,8784	1,4241	62,1131
Phoras ponta	7,5517	8,7355	15,6765
Ereativa	0,0000	0,0000	0,0000

Tabela 7.4 - Comparação das tarifas contratadas em Mercado Livre no ano de 2012 e 2013

Após a execução da análise comparativa, disponível para consulta no anexo B, as novas condições contratuais traduziram-se num benefício francamente positivo para o consumidor no ano de 2013. O benefício anual líquido fixou-se em aproximadamente 7 pontos percentuais, comparativamente ao preço praticado na tarifa regulada, como podemos confirmar na síntese de resultados disponível na Tabela 7.5.

TOTAL CUR 2013 (€)	5.197.305,70
Total CML 2013 (€)	4.834.097,10
Benefício (€)	363.208,60
Benefício anual (%)	6,988

Tabela 7.5 - Síntese de resultados no ano de 2013

Estas novas condições contratuais justificaram assim a transição voluntária do consumidor para o Mercado Livre. Outra das razões para o benefício apurado foi o agravamento por parte da Entidade Reguladora da tarifa transitória para o ano de 2013 em 3,8%, valor que pode ser consultado na

Figura 7.3. Esta medida teve como principal objetivo o incentivo à transição dos consumidores para o Mercado Livre.

	Variação 2013/2012
Tarifas Transitórias	
Venda a Clientes Finais em MAT	3,8%
Venda a Clientes Finais em AT	3,8%
Venda a Clientes Finais em MT	3,8%
Venda a Clientes Finais em BTE	3,8%

Figura 7.3 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental, em MAT, AT, MT e BTE entre 2012 e 2013 [19]

7.4.2 Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot no ano de 2013

A simulação realizada neste ponto, disponível nos anexos C, D, E e F permitiu equacionar diferentes hipóteses de aquisição de energia no Mercado *Spot* durante o ano de 2013 (cenário hipotético) caso não tivesse ocorrido a aquisição total na contratação bilateral. O objetivo passou por avaliar o impacto da aquisição de energia em Mercado *Spot*, mediante o preço mensal médio registado e o perfil energético do consumidor em análise.

7.4.2.1 Cenário 1 – 5% Energia adquirida no Mercado Spot em 2013

A Tabela 7.6 apresenta o benefício anual obtido caso tivesse ocorrido uma exposição ao Mercado *Spot* em 5% da energia total adquirida no ano de 2013.

Total CML 2013 (€)	4.834.097,10
TOTAL CML+Spot 2013 (€) (5%)	4.763.510,44
Benefício (€)	70.586,66
Benefício anual (%)	1,460

Tabela 7.6 - Benefício anual para 5% de energia adquirida em Mercado *Spot* no ano 2013

O benefício anual seria de aproximadamente 1,46% (70.586€) comparativamente à totalidade de energia adquirida ao Comercializador em Mercado Livre (CML).

7.4.2.2 Cenário 2 – 10% Energia adquirida no Mercado Spot em 2013

Para um nível de exposição ao Mercado *Spot* de 10% do volume de energia contratado, o consumidor teria obtido um benefício total líquido de 3,14% (151.805), como se pode constatar na Tabela 7.7.

Total CML 2013 (€)	4.834.097,10
TOTAL CML+Spot 2013 (€) (10%)	4.682.291,44
Benefício total(€)	151.805,67
Benefício total líquido (%)	3,140

Tabela 7.7 - Benefício anual para 10% de energia adquirida em Mercado *Spot* no ano 2013

7.4.2.3 Cenário 3 – 15% Energia adquirida no Mercado Spot em 2013

Na contratação de 15% de energia em Mercado *Spot* o consumidor teria um benefício de aproximadamente 4,75% (229.477€) comparativamente ao modelo de aquisição verificado em 2013. Os resultados encontram-se disponíveis na Tabela 7.8.

Total CML 2013 (€)	4.834.097,10
TOTAL CML+ <i>Spot</i> 2013 (€) (15%)	4.604.619,59
Benefício total(€)	229.477,51
Benefício total líquido (%)	4,747

Tabela 7.8 - Benefício anual para 15% de energia adquirida em Mercado *Spot* no ano 2013

7.4.2.4 Cenário 4 – 20% Energia adquirida no Mercado Spot em 2013

No nível de exposição máximo apresentado neste estudo, o benefício anual líquido seria de aproximadamente 6,35% (307.149€) como se encontra apresentado na Tabela 7.9.

Total CML 2013 (€)	4.834.097,10
TOTAL CML+ <i>Spot</i> 2013 (€) (20%)	4.526.947,75
Benefício total(€)	307.149,35
Benefício total líquido (%)	6,354

Tabela 7.9 - Benefício anual para 20% de energia adquirida em Mercado *Spot* no ano 2013

Neste nível de exposição foi possível verificar que o benefício apurado seria superior ao benefício obtido na negociação do novo contrato em 90,9 pontos percentuais.

7.4.3 Previsão de benefício em Mercado Spot (2014)

Neste subcapítulo foi realizada uma previsão de benefício para o ano de 2014 com recurso ao *software @Risk*. Na simulação, disponível nos anexos G, H, I e J, foram definidas condições contratuais e modelado o benefício gerado através de uma distribuição de probabilidades normal. Simultaneamente foi estimado uma variação média do preço da eletricidade adquirida em Mercado *Spot*.

No que diz respeito à previsão do consumo, este poderia ser modelado através de uma distribuição de probabilidades normal. Contudo, atendendo à base de dados histórica disponível na Tabela 7.1 do subcapítulo 7.3, conclui-se que a variação anual do consumo teria uma influência residual no objetivo proposto para este trabalho. Por este motivo, para o ano de 2014 foram considerados os dados de consumo relativos ao ano transato.

Na Tabela 7.10 encontram-se as condições previstas para o contrato de 2014, de acordo com os dados fornecidos pelo consumidor.

Tarifa	Variação 2013/2014
Energia Ativa	2%
Potência Contratada	-10%
Potência Horas de Ponta	-1,75%
Energia Reativa	0,00%

Tabela 7.10 - Condições de aquisição de energia previstas no contrato com o comercializador em Mercado Livre para o ano de 2014

Relativamente à previsão do preço da eletricidade no mercado a curto-prazo, foi estimado um aumento de 3,5 % face ao valor médio mensal registado em 2013. Este valor encontra-se na Tabela 7.11.

Tarifa	Variação 2013/2014
Energia Mercado <i>Spot</i>	3,50%

Tabela 7.11 - Variação de preço prevista no Mercado *Spot* em 2014

Perante as novas condições apresentadas pelo comercializador, foi realizada uma análise probabilística de possíveis ganhos ou prejuízos decorrentes da aceitação da proposta. De forma análoga à simulação realizada para o ano de 2013, foi calculado o benefício anual para diferentes cenários de aquisição de energia. Em complemento, para 2014 foram previstos intervalos de benefício e definida a sua probabilidade de ocorrência.

7.4.3.1 Cenário 1 – 5% Energia adquirida no Mercado *Spot* em 2014

Através da Tabela 7.12 verificou-se que em 5% de energia adquirida no Mercado *Spot*, o benefício previsto para o ano de 2014 é de 1,51% (73.978€), comparativamente à modalidade de 100% de volume de energia contratualizada com o comercializador.

Total CML 2014 (€)	4.892.911,66
TOTAL CML+ <i>Spot</i> 2014 (€) (5%)	4.818.933,33
Benefício (€)	73.978,33
Benefício anual (%)	1,512

Tabela 7.12 - Benefício anual para 5% de energia adquirida em Mercado *Spot* no ano 2014

Definida a distribuição de probabilidade normal, ilustrada na Figura 7.4, consultando a informação disponível na Tabela 7.13, foi possível verificar uma probabilidade de 98,8% de o benefício se situar entre os 0 e os 3%. Foi possível também observar que o risco de ocorrência de um benefício negativo é inferior a 1%, colocando o consumidor numa posição segura neste nível de exposição.

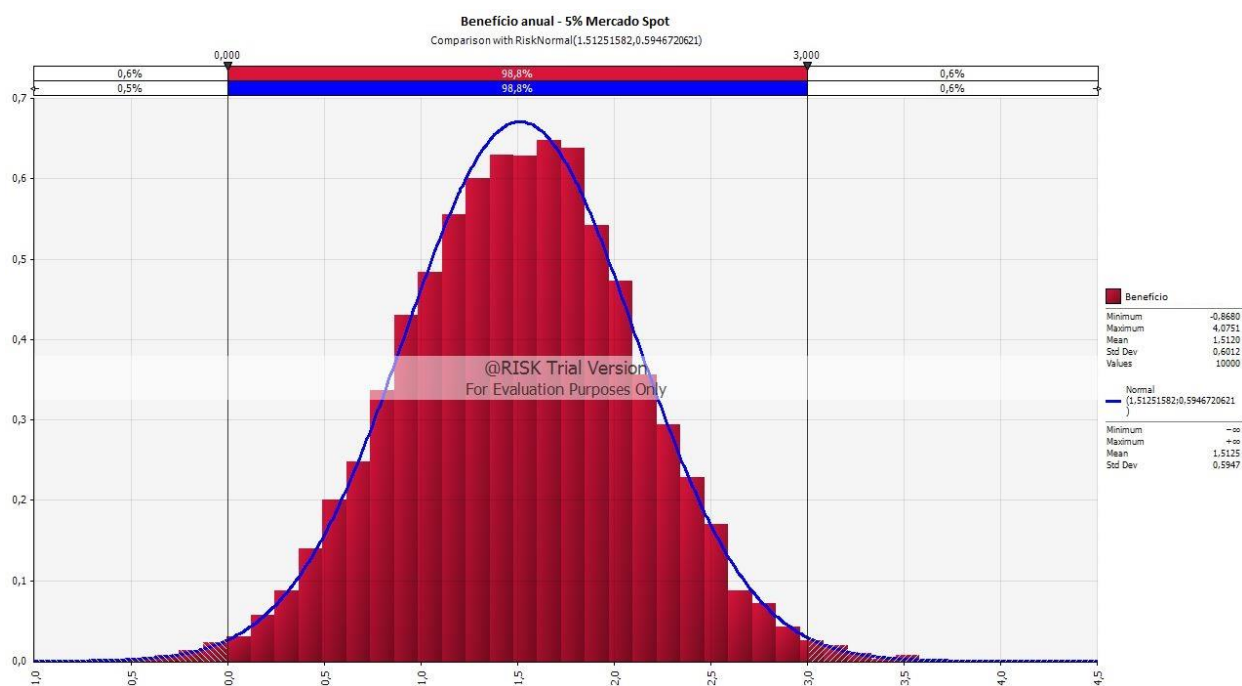


Figura 7.4 - Distribuição de probabilidade normal para 5% de aquisição de energia no Mercado Spot

Relativamente aos valores extremos, poderá ocorrer um prejuízo de 0,87 pontos percentuais e um benefício máximo de 4,08%.

Benefício 5% Mercado Spot 2014				
Probabilidade de benefício			Benefício	
< 0%	0-3%	> 3%	Mínimo	Máximo
0,60%	98,80%	0,60%	-0,87%	4,08%

Tabela 7.13 - Probabilidade de benefício para 5% de energia adquirida em Mercado Spot no ano 2014

7.4.3.2 Cenário 2 – 10% Energia adquirida no Mercado Spot em 2014

Na Tabela 7.14 é possível verificar um benefício de aproximadamente 3% (147.959€) para 10% de energia adquirida no Mercado Spot.

Total CML 2014 (€)	4.892.911,66
TOTAL CML+Spot 2014 (€) (10%)	4.744.952,27
Benefício (€)	147.959,39
Benefício anual (%)	3,024

Tabela 7.14 - Benefício anual para 10% de energia adquirida em Mercado Spot no ano 2014

Neste cenário, embora a probabilidade de ocorrência de prejuízo seja um valor inferior a 1%, caso este ocorra poderá atingir o valor de -1,82%. Estes valores encontram-se ilustrados na Figura 7.5.

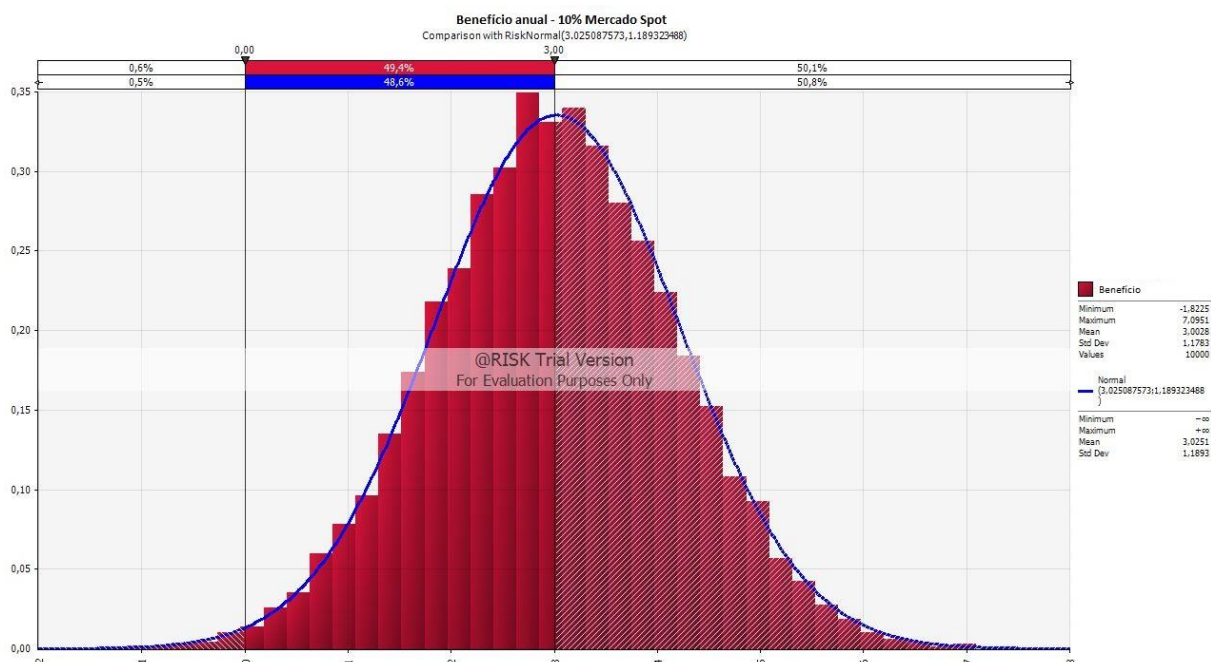


Figura 7.5 - Distribuição de probabilidade normal para 10% de aquisição de energia no Mercado Spot

De acordo com a Tabela 7.15, este cenário poderá proporcionar um benefício superior a 3% com uma probabilidade de ocorrência de 50,10%, podendo atingir um máximo de 7,09%.

Benefício 10% Mercado Spot 2014				
Probabilidade de benefício			Benefício	
< 0%	0-3%	> 3%	Mínimo	Máximo
0,60%	49,40%	50,10%	-1,82%	7,09%

Tabela 7.15 - Probabilidade de benefício para 10% de energia adquirida em Mercado Spot no ano 2014

7.4.3.3 Cenário 3 – 15% Energia adquirida no Mercado Spot em 2014

Para um nível de exposição de 15% de energia adquirida no mercado de curto-prazo, foi possível apurar um benefício de 4,53% (221.940€), disponível para consulta na Tabela 7.16.

Total CML 2014 (€)	4.892.911,66
TOTAL CML+Spot 2014 (€) (15%)	4.670.971,21
Benefício (€)	221.940,45
Benefício anual (%)	4,536

Tabela 7.16 - Benefício anual para 15% de energia adquirida em Mercado Spot no ano 2014

A simulação realizada, disponível na Figura 7.6, permitiu concluir que para o nível de exposição considerado o intervalo de benefício, observado com 60,10% de probabilidade de ocorrência, situou-se entre os 3 e os 6%. Neste cenário, conforme os resultados presentes na

Tabela 7.17, o benefício máximo possível atingiu os 11,86% enquanto o prejuízo fixou-se nos 2,20%.

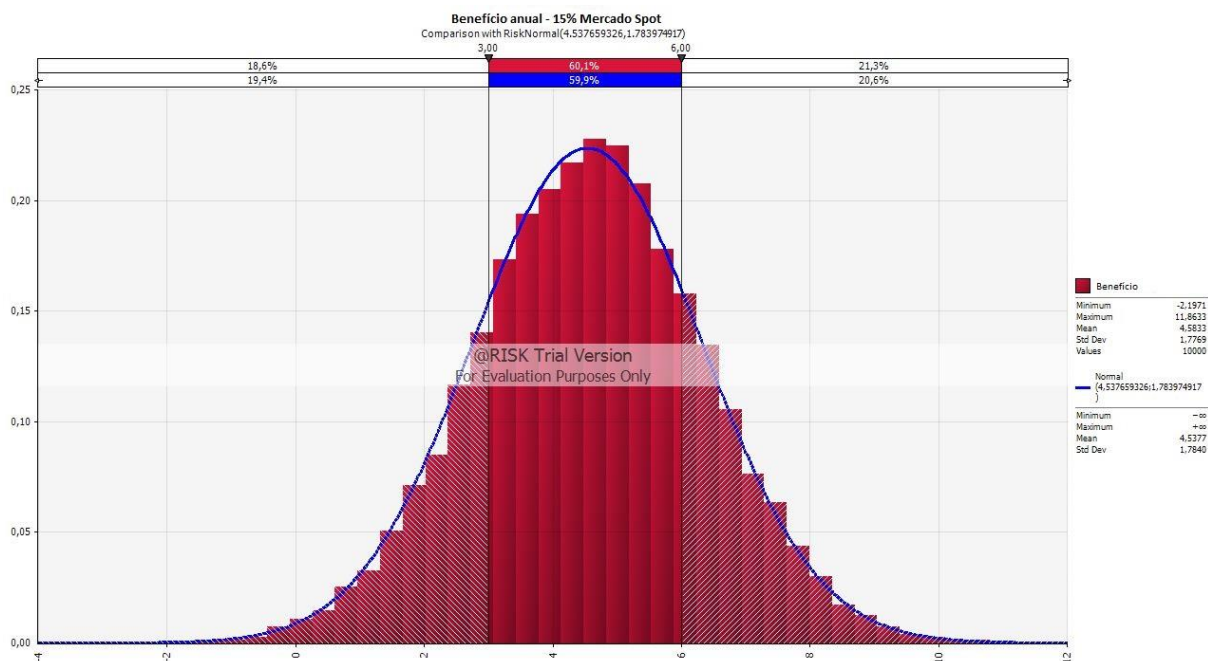


Figura 7.6 - Distribuição de probabilidade normal para 15% de aquisição de energia no Mercado Spot

Neste cenário, conforme os resultados presentes na Tabela 7.17, o benefício máximo possível atingiu os 11,86% enquanto o prejuízo fixou-se nos 2,20%.

Benefício 15% Mercado Spot 2014				
Probabilidade de benefício			Benefício	
< 3%	3-6%	> 6%	Mínimo	Máximo
18,60%	60,10%	21,30%	-2,20%	11,86%

Tabela 7.17 - Probabilidade de benefício para 15% de energia adquirida em Mercado Spot no ano 2014

7.4.3.4 Cenário 4 – 20% Energia adquirida no Mercado Spot em 2014

A simulação do cenário de 20% de energia adquirida em Mercado Spot apresentou um benefício líquido anual de aproximadamente 6% (295.921€). Este benefício encontra-se registado na Tabela 7.18.

Total CML 2014 (€)	4.892.911,66
TOTAL CML+Spot 2014 (€) (20%)	4.596.990,16
Benefício (€)	295.921,51
Benefício anual (%)	6,048

Tabela 7.18 - Benefício anual para 20% de energia adquirida em Mercado Spot no ano 2014

Neste nível de exposição, ilustrado na Tabela 7.19, o intervalo de benefício observado com maior frequência situa-se acima dos 6% com uma probabilidade de ocorrência de 51,30%. Neste intervalo o consumidor poderá obter um benefício máximo de 15,10%, de acordo com o apresentado na Figura 7.7.

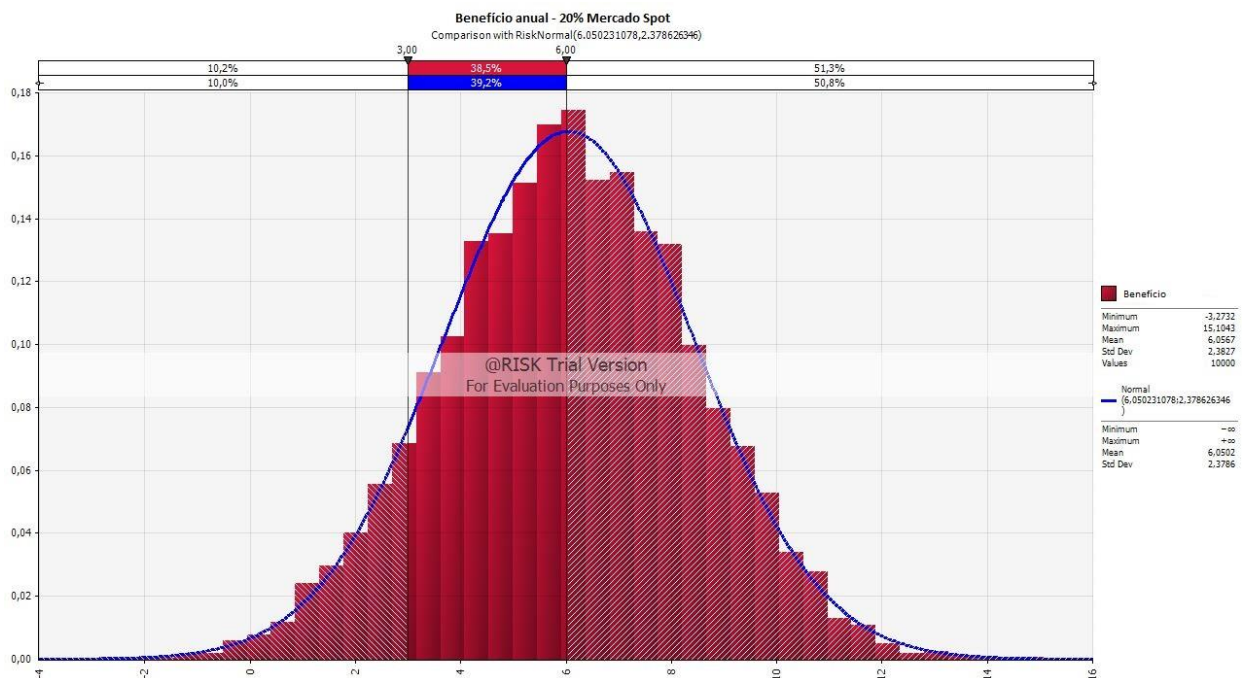


Figura 7.7 - Distribuição de probabilidade normal para 20% de aquisição de energia no Mercado Spot

No que diz respeito à possibilidade de existência de prejuízo, este mantém-se abaixo de 1% com um prejuízo máximo de 3,27%.

Benefício 20% Mercado Spot 2014				
Probabilidade de benefício			Benefício	
< 3%	3-6%	> 6%	Mínimo	Máximo
10,20%	38,50%	51,30%	-3,27%	15,10%

Tabela 7.19 - Probabilidade de benefício para 20% de energia adquirida em Mercado Spot no ano 2014

7.4.4 Previsão de perdas em Mercado Spot (2014)

Neste subcapítulo são apresentados os resultados da simulação, disponível nos anexos L, M, N e O, realizada com base na aplicação do método *Value-at-Risk*, abordado no capítulo 5.

Esta análise permitiu quantificar as maiores perdas ou menores ganhos esperados ao longo de um determinado intervalo de tempo para determinado grau de confiança, caso ocorra o cenário mais desfavorável para o consumidor. Nas simulações realizadas foi utilizado um intervalo de confiança de 95%. Na Tabela 7.20 encontram-se os preços mensais resultantes da simulação.

	VaR 95%
Mês	Preço Spot 2014 (€/kWh)
Janeiro	0,0625
Fevereiro	0,0614
Março	0,0608
Abril	0,0584
Maio	0,0509
Junho	0,0567
Julho	0,0585
Agosto	0,0583
Setembro	0,0626
Outubro	0,0627
Novembro	0,0515
Dezembro	0,0565

Tabela 7.20 - Previsão de preço de Mercado Spot em 2014 para VaR 95%

7.4.4.2 Cenário 1 – 5% Energia adquirida no Mercado Spot em 2014

Os resultados presentes na Tabela 7.21 revelam um benefício de 0,764% (37.386,50€) para um cenário de 5% de energia adquirida no Mercado Spot.

VaR 95%	
Total CML 2014 (€)	4.892.911,66
TOTAL CML+Spot 2014 (5%)	4.855.525,17
Benefício (€)	37.386,50
Benefício anual (%)	0,764

Tabela 7.21 - Benefício anual com 5% de energia adquirida em Mercado Spot no ano 2014 (VaR95%)

7.4.4.3 Cenário 2 – 10% Energia adquirida no Mercado Spot em 2014

No cenário de 10% de energia adquirida no Mercado *Spot*, o benefício fixou-se em aproximadamente 1,53% (74.775,72€), comparativamente à totalidade de energia adquirida no comercializador em Mercado Livre. Esta informação encontra-se disponível na Tabela 7.22

VaR 95%	
Total CML 2014 (€)	4.892.911,66
TOTAL CML+ <i>Spot</i> 2014 (10%)	4.818.135,95
Benefício (€)	74.775,72
Benefício anual (%)	1,528

Tabela 7.22 - Benefício anual com 10% de energia adquirida em Mercado Spot no ano 2014 (VaR95%)

7.4.4.4 Cenário 3 – 15% Energia adquirida no Mercado Spot em 2014

Para um cenário de 15% de energia adquirida no mercado a curto-prazo, como se pode verificar na Tabela 7.23, verificou-se a existência de um benefício de 2,29% (112.164,94€).

VaR 95%	
Total CML 2014 (€)	4.892.911,66
TOTAL CML+ <i>Spot</i> 2014 (15%)	4.780.746,72
Benefício (€)	112.164,94
Benefício anual (%)	2,292

Tabela 7.23 - Benefício anual com 15% de energia adquirida em Mercado Spot no ano 2014 (VaR95%)

7.4.4.5 Cenário 4 – 20% Energia adquirida no Mercado Spot em 2014

No cenário de maior exposição ao risco, de acordo os resultados expostos na Tabela 7.24, o consumidor poderá obter um benefício de aproximadamente 3% (149.554,16€). Este benefício é aproximadamente 50% do benefício obtido na previsão realizada para o mesmo ano no subcapítulo 7.4.3.4.

VaR 95%	
Total CML 2014 (€)	4.892.911,66
TOTAL CML+ <i>Spot</i> 2014 (20%)	4.743.357,50
Benefício (€)	149.554,16
Benefício anual (%)	3,057

Tabela 7.24 - Benefício anual com 20% de energia adquirida em Mercado *Spot* no ano 2014 (VaR95%)

7.5 Análise de resultados

Os diferentes cenários simulados permitem dotar o consumidor de um poder negocial no estabelecimento do contrato de aquisição de energia com o comercializador em Mercado Livre (CML). Perante diferentes cenários, o consumidor consegue quantificar o nível de exposição ao qual pretende ficar sujeito através de uma postura avessa, neutra ou propensa ao risco.

Em relação aos resultados obtidos foi possível observar que em 2012, ano do primeiro contrato estabelecido em Mercado Livre, a transição não se revelou benéfica para o consumidor, registando um prejuízo de aproximadamente 0,2%. Em contraste, no ano de 2013 a situação inverteu-se proporcionando um benefício ao consumidor de 6,98 %, comparativamente à tarifa transitória em vigor no Mercado Regulado. A verificação deste benefício justifica-se pela revisão das condições contratuais propostas ao consumidor, aliado ao agravamento de 3,8% da tarifa transitória imposto pela Entidade Reguladora do setor.

No que diz respeito à aquisição de energia elétrica, mediante a exposição ao Mercado *Spot* por parte do consumidor, caso esta tivesse ocorrido no ano de 2013 verificar-se-ia um benefício compreendido entre 1,46% e 6,35%, de acordo com uma variação compreendia entre 5 a 20% do volume de energia contratado no mercado a curto-prazo. Desta forma é possível afirmar que de acordo com os preços ocorridos, o consumidor seria beneficiado neste modelo de comercialização.

Em 2014, tendo em consideração a previsão de agravamento do valor médio mensal em 3,5% do preço da energia transacionada no Mercado *Spot*, as condições contratuais propostas pelo comercializador revelam-se desvantajosas para o consumidor. Nas condições apresentadas, o consumidor mediante uma variação de exposição de 5 até 20%, o benefício poderá ascender, embora com uma probabilidade residual, até 15,10%. Relativamente ao prejuízo que se poderá verificar, este poderá atingir 3,57% no cenário de maior exposição para as maiores perdas possíveis.

Desta forma, atendendo ao perfil energético do consumidor e às condições verificadas, a contratação de uma percentagem de energia no mercado a curto-prazo seria benéfica para o consumidor em análise.

O conhecimento destes cenários de contratação deverá, simultaneamente, ser utilizado pelo consumidor na renegociação das condições contratuais propostas pelo comercializador para o ano de 2014. Relativamente aos valores em negociação, deverá ser conseguido um valor mais atrativo no preço da componente da energia ativa, agravada em 2 pontos percentuais face a 2013.

Capítulo 8 – Conclusões e desenvolvimentos futuros

A liberalização do setor elétrico veio dar maior ênfase à forma como se negocia a energia elétrica nos mercados. Desde o mercado organizado diário, ao mercado de futuros com vários prazos, a contratos bilaterais, os diversos agentes intervenientes debatem-se com a necessidade de definir a melhor estratégia por forma otimizar o seu negócio para o maior lucro e menor risco.

Neste trabalho a gestão de risco foi composta por duas fases, consistindo a primeira na identificação dos fatores de risco que estão na base da contratação de energia elétrica. No caso do consumidor, o principal risco diz respeito à volatilidade de preços que ocorrem no Mercado *Spot*, definindo-se ao longo do trabalho diferentes cenários de exposição para este tipo de mercado. A segunda fase consistiu na medição ou avaliação do risco onde são utilizados diferentes métodos. Um dos mais conhecidos métodos dos mercados financeiros e que, posteriormente, passou a ser utilizado nos mercados de eletricidade é o *Value at Risk* (VaR) utilizado neste Trabalho de Projeto com o auxílio do *software @Risk* Palisade.

Os resultados obtidos no estudo de caso permitiram apurar quais os benefícios que advieram da transição voluntária para o Mercado Livre, assim como verificar os possíveis benefícios na aquisição de uma percentagem de energia no Mercado *Spot*, dependendo do nível de risco que o consumidor está disposto a correr.

Futuramente, este Trabalho de Projeto poderá ser complementado com a utilização do método *Conditional Value at Risk* (CVaR) de forma a quantificar potenciais perdas superiores ao valor do VaR. É também possível executar uma análise de risco mediante a correlação da distribuição normal e log-normal, utilizadas no estudo de caso abordado no capítulo 7, em simultâneo com a influência das condições climatéricas sobre a variação do preço da energia elétrica no Mercado Organizado.

Por fim, este trabalho permitiu adquirir um vasto conhecimento sobre modelos de comercialização de energia elétrica, desenvolvendo importantes valências na área da gestão de risco, cada vez mais em foco nos mercados de *commodities*. O *software @Risk* Palisade revelou-se uma ferramenta de enorme utilidade, cuja aplicação poderá passar por inúmeros setores de atividade.

Bibliografia

- [1] J.P.T. Saraiva, J.L.P. Pereira da Silva e M.T Ponce de Leão, “*Mercados de Eletricidade – Regulação e Tarificação de Uso das Redes*”, FEUP Edições, Porto, 2002.
- [2] Nordpool spot, “*The Nordic Electricity Exchange and the Nordic Model for a Liberalised Electricity Market.*”. Disponível em <http://www.nordpoolspot.com/>. Acesso em 26 de Julho de 2013.
- [3] A. Mehdipour Pirbazari, “*Ancillary Services Definitions, markets and practices in the world*”, in 15th Mediterranean Conference on Control & Automation, Atenas, 2010.
- [4] “*Policy: Load Frequency Control and Performance, 2009*”, European Network of Transmission System Operators for Electricity. Disponível em <http://www.entsoe.eu/> Acesso em 15 de Novembro de 2013.
- [5] R. Raineri, D. Schiele, “*Technical and Economic Aspects on Ancillary Services Markets in the Electric Power Industry*”, Pontificia Universidad Católica de Chile, Chile, Julho 2004.
- [6] Diego Bittencourt, “*Determinação do Nível Ótimo de Contratação de Energia Elétrica para Grandes Consumidores Baseado em Técnicas de Gerenciamento de Risco*”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.
- [7] Rui M. G. Castro, “*Breve Caracterização do Sistema Elétrico Nacional*” Energias Renováveis e Produção Descentralizada, Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2009.
- [8] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “*Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013*”. Disponível em www.erse.pt. Acesso em 11 de Janeiro de 2013.
- [9] Operador del Mercado Ibérico de Energía, “*Evolución del Mercado de Energia Eléctrica*”. Disponível em www.omie.es. Acesso em 16 de Junho de 2013.

[10] Adelino Pereira, “*Despacho dos Serviços de Sistema no Mercado Competitivo da Energia Elétrica*”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FEUP, Porto, 2003.

[11] Manual do Usuário @Risk 6, disponível em <http://www.palisade-br.com/risk/>. Download em 13 de Fevereiro de 2013.

[12] João Sousa, “*Integração de Mercados Liberalizados de energia elétrica com aplicações ao MIBEL*”, Tese de Doutoramento, Universidade Nova de Lisboa, Faculdade de Economia, Lisboa, 2005.

[13] Rui Gonçalves, “*Estudo do impacto da introdução dos veículos elétricos nos preços de mercado e nos diagramas de carga*”, Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FEUP, Porto, 2012.

[14] José Mourão, “*Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2012*”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FEUP, Porto, 2013.

[15] Rui Costa, “*Análise e estimativa dos custos da eletricidade em Portugal*”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FEUP, Porto, 2012.

[16] João Gil, “*Análise e Previsão da Evolução do Custo da Eletricidade em Portugal*”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2010.

[17] Operador del Mercado Ibérico de Energía: Disponível em <http://www.omie.es>. Acesso em 12 de Setembro de 2013.

[18] Rede Elétrica Nacional, S.A. Disponível em www.centrodeinformacao.ren.pt. Acesso em 5 Agosto de 2013.

[19] Compra de Energia, Energia de Portugal. Disponível em <http://www.edpsu.pt/pt/CUR/Pages/compraDeEnergia.aspx>. Acesso em 14 Abril de 2013.

- [20] Regulamento das Relações Comerciais, ERSE. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Paginas/default.aspx>. Acesso em 5 de Agosto de 2013.
- [21] Comercialização de Eletricidade, Galp Energia, SGPS, S.A. Disponível em <http://www.galpenergia.com/PT/INVESTIDOR/CONHECERGALPENERGIA/OS-NOSSOS-NEGOCIOS/GAS-POWER/POWER/Paginas/Comercializacao-de-eletricidade.aspx>. Acesso em 14 de Agosto de 2013.
- [22] P. Silva, “*Análise numérica dos resultados do Mercado de Electricidade em Portugal inserido no Mercado Ibérico de Eletricidade MIBEL do ano de 2008*”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FEUP, Porto, Junho de 2009
- [23] Marcelo Lopes, Rafael Dias, Rogério Dóro, “*Pesquisa Operacional: Utilização de um Modelo Computacional como Apoio para Decisão na Contratação de Energia*”, Trabalho de Graduação do Curso de Engenharia de Produção, Anhembí Morumbi, São Paulo, 2010
- [24] Philippe Jorion, “*Value At Risk: The New Benchmark for Managing Financial Risk*”, Thir Edition, McGraw-Hill, 2006
- [25] Dicionários Michaelis, Dicionários Online: <http://michaelis.uol.com.br/>. Acesso em 5 de Agosto de 2013.
- [26] Dicionário Priberam: <http://www.priberam.pt/DLPO/>. Acesso em 16 de Novembro de 2013.
- [27] Jiming Jiang, “*Large Sample Techniques for Statistics*”, livro consultado no endereço <http://books.google.pt/books>
- [28] Decreto-Lei n.º 215-A/2012, 8 Outubro: Organização e funcionamento do SEN. Disponível em: <https://dre.pt/pdf1sdip/2012/10/19401/0000200045.pdf>. Download em Fevereiro de 2013.

[29] Decreto-Lei n.º 215-B/2012, 8 Outubro: Regras comuns para o mercado interno de eletricidade. Disponível em: <https://dre.pt/pdf1sdip/2012/10/19401/0004500133.pdf>. Download em Fevereiro de 2013.

ANEXOS

ANEXO A - Comparação entre TVCF do Mercado Regulado e Tarifa do Comercializador em Mercado Livre em 2012

Mês		Janeiro			Fevereiro			Março			Abril		
Período		I			I			I			II		
TVCF 2012		Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Horas	Ponta	0,1191	653.266,00	77.803,98	0,1191	626.864,00	74.659,50	0,1191	602.530,00	71.761,32	0,1229	343.653,00	42.234,95
	Cheia	0,0911	1.713.670,00	156.115,34	0,0911	1.651.916,00	150.489,55	0,0911	1.837.277,00	167.375,93	0,0937	1.714.356,00	160.635,16
	vazio normal	0,0579	1.197.152,00	69.315,10	0,0579	1.073.268,00	62.142,22	0,0579	1.166.829,00	67.559,40	0,0602	1.367.934,00	82.349,63
	supervazio	0,0541	681.945,00	36.893,22	0,0541	638.528,00	34.544,36	0,0541	685.122,00	37.065,10	0,056	661.323,00	37.034,09
Energia reativa			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
	Indutiva	0,0226	461.121,00	10.421,33	0,0226	519.748,00	11.746,30	0,0226	559.100,00	12.635,66	0,0226	446.710,00	10.095,65
	Capacitiva	0,0169	0	0,00	0,0169	0,00	0,00	0,0169	0,00	0,00	0,0169	3,00	0,05
TLU		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
	Termo Tarifário Fixo	-	-	48,06	-	-	48,06	-	-	48,06	-	-	48,06
	Horas Ponta	8,983	5.944,00	53.394,95	8,983	5.970,00	53.628,51	8,983	6.025,00	54.122,58	8,983	6.029,00	54.158,51
TLU	Contratada	1,397	9.300,00	12.992,10	1,397	9.300,00	12.992,10	1,397	9.300,00	12.992,10	1,397	9.300,00	12.992,10
	TOTAL CUR 2012 (s/IVA)			416.984,09			400.250,61			423.560,15			399.548,19
TLU	TOTAL CML 2012 (S/IVA)			418.662,53			395.496,49			424.883,35			401.567,42
	Benefício (€)			-1.678,44			4.754,12			-1.323,20			-2.019,23
TLU	Benefício Líquido (%)			-0,403			1,188			-0,312			-0,505

Tabela 1 – Comparação entre TVCF do Mercado Regulado e Tarifa do Comercializador em Mercado Livre em 2012 (Janeiro - Abril)

Mês		Maio			Junho			Julho			Agosto		
Período		II			II			III			III		
TVCF 2012		Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Horas	Ponta	0,1229	398.621,00	48.990,52	0,1229	353.814,00	43.483,74	0,1229	392.665,00	48.258,53	0,1229	391.154,00	48.072,83
	Cheia	0,0937	1.969.814,00	184.571,57	0,0937	1.795.516,00	168.239,85	0,0937	1.931.785,00	181.008,25	0,0937	1.929.077,00	180.754,51
	vazio normal	0,0602	1.190.026,00	71.639,57	0,0602	1.204.925,00	72.536,49	0,0602	1.163.745,00	70.057,45	0,0602	1.171.287,00	70.511,48
	supervazio	0,056	675.870,00	37.848,72	0,056	638.523,00	35.757,29	0,056	659.690,00	36.942,64	0,056	662.313,00	37.089,53
Energia reativa			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
	Indutiva	0,0226	445.240,00	10.062,42	0,0226	388.001,00	8.768,82	0,0226	419.583,00	9.482,58	0,0226	418.868,00	9.466,42
	Capacitiva	0,0169	0	0,00	0,0169	8,00	0,14	0,0169	0,00	0,00	0,0169	21,00	0,35
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
	Termo Tarifário Fixo	-	-	48,06	-	-	48,06	-	-	48,06	-	-	48,06
TLU	Horas Ponta	8,983	6.040,00	54.257,32	8,983	5.897,00	52.972,75	8,983	5.949,00	53.439,87	8,983	5.927,00	53.242,24
	Contratada	1,397	9.300,00	12.992,10	1,397	9.300,00	12.992,10	1,397	9.300,00	12.992,10	1,397	9.300,00	12.992,10
	TOTAL CUR 2012 (s/IVA)			420.410,28			394.799,23			412.229,47			412.177,52
	TOTAL CML 2012 (S/IVA)			418.411,74			393.933,42			410.361,48			410.605,15
	Benefício (€)			1.998,54			865,81			1.867,99			1.572,37
	Benefício Líquido (%)			0,475			0,219			0,453			0,381

Tabela 2 – Comparação entre TVCF do Mercado Regulado e Tarifa do Comercializador em Mercado Livre em 2012 (Maio - Agosto)

	Mês	Setembro			Outubro			Novembro			Dezembro		
	Período	III			IV			IV			IV		
	TVCF 2012	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Horas	Ponta	0,1229	355.719,00	43.717,87	0,1191	421.887,00	50.246,74	0,1191	607.082,00	72.303,47	0,1191	584.233,00	69.582,15
	Cheia	0,0937	1.810.736,00	169.665,96	0,0911	1.892.645,00	172.419,96	0,0911	1.602.251,00	145.965,07	0,0911	1.509.802,00	137.542,96
	vazio normal	0,0602	1.203.962,00	72.478,51	0,0579	1.165.828,00	67.501,44	0,0579	1.155.802,00	66.920,94	0,0579	1.400.843,00	81.108,81
	supervazio	0,056	639.776,00	35.827,46	0,0541	666.493,00	36.057,27	0,0541	641.833,00	34.723,17	0,0541	668.236,00	36.151,57
Energia reativa			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
	Indutiva	0,0226	445.370,00	10.065,36	0,0226	593.933,00	13.422,89	0,0226	394.423,00	8.913,96	0,0226	356.914,00	8.066,26
	Capacitiva	0,0169	0	0,00	0,0169	0,00	0,00	0,0169	0,00	0,00	0,0169	3,00	0,05
TLU		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
	Termo Tarifário Fixo	-	-	48,06	-	-	48,06	-	-	48,06	-	-	48,06
	Horas Ponta	8,983	5.929,00	53.260,21	8,983	5.860,00	52.640,38	8,983	5.782,00	51.939,71	8,983	5.842,00	52.478,69
	Contratada	1,397	9.300,00	12.992,10	1,397	9.300,00	12.992,10	1,397	9.300,00	12.992,10	1,397	9.300,00	12.992,10
	TOTAL CUR 2012 (s/IVA)			398.055,53			405.328,84			393.806,46			397.970,64
	TOTAL CML 2012 (S/IVA)			395.742,70			409.646,33			396.403,79			409.913,48
	Benefício (€)			2.312,83			-4.317,49			-2.597,33			-11.942,84
	Benefício Líquido (%)			0,581			-1,065			-0,660			-3,001

Tabela 3 – Comparação entre TVCF do Mercado Regulado e Tarifa do Comercializador em Mercado Livre em 2012 (Setembro - Dezembro)

ANEXO B - Comparação entre TVCF do Mercado Regulado e Tarifa do Comercializador em Mercado Livre em 2013

Mês		Janeiro			Fevereiro			Março			Abril		
Período		I			I			I			II		
TVCF 2013		Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Horas	Ponta	0,1252	650.817,00	81.482,29	0,1252	598.123,00	74.885,00	0,1252	597.069,00	74.753,04	0,1286	384.251,00	49.414,68
	Cheia	0,0969	1.705.680,00	165.280,39	0,0969	1.583.703,00	153.460,82	0,0969	1.616.080,00	156.598,15	0,0995	1.898.181,00	188.869,01
	vazio normal	0,0644	1.183.251,00	76.201,36	0,0644	1.054.742,00	67.925,38	0,0644	1.347.312,00	86.766,89	0,0669	1.187.225,00	79.425,35
	supervazio	0,0586	669.318,00	39.222,03	0,0586	614.609,00	36.016,09	0,0586	672.232,00	39.392,80	0,0624	657.788,00	41.045,97
Energia reativa			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
	Indutiva	0,0234	399.124,00	9.339,50	0,0234	380.055,00	8.893,29	0,0234	383.043,00	8.963,21	0,0234	403.299,00	9.437,20
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
	Termo Tarifário Fixo	-	-	47,20	-	-	47,20	-	-	47,20	-	-	47,20
TLU	Horas Ponta	9,289	5.917,00	54.963,01	9,289	5.981,00	55.557,51	9,289	5.971,00	55.464,62	9,289	6.099,00	56.653,61
	Contratada	1,448	9.300,00	13.466,40	1,448	9.300,00	13.466,40	1,448	9.300,00	13.466,40	1,448	9.300,00	13.466,40
TOTAL CUR 2013 (s/IVA)				440.002,19			410.251,69			435.452,30			438.359,42
TOTAL CML 2013 (S/IVA)				412.792,50			377.810,44			412.516,01			402.961,31
Benefício (€)				27.209,69			32.441,25			22.936,29			35.398,11
Benefício Líquido (%)				6,184			7,908			5,267			8,075

Tabela 4 – Comparação entre TVCF do Mercado Regulado e Tarifa do Comercializador em Mercado Livre em 2013 (Janeiro - Abril)

	Mês	Maio			Junho			Julho			Agosto		
	Período	II			II			III			III		
	TVCF 2013	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Horas	Ponta	0,1286	395.130,00	50.813,72	0,1286	342.806,00	44.084,85	0,1286	416.589,00	53.573,35	0,1286	376.253,00	48.386,14
	Cheia	0,0995	1.928.061,00	191.842,07	0,0995	1.750.793,00	174.203,90	0,0995	2.066.864,00	205.652,97	0,0995	1.913.024,00	190.345,89
	vazio normal	0,0669	1.174.396,00	78.567,09	0,0669	1.324.225,00	88.590,65	0,0669	1.113.243,00	74.475,96	0,0669	1.250.636,00	83.667,55
	supervazio	0,0624	665.800,00	41.545,92	0,0624	654.438,00	40.836,93	0,0624	681.996,00	42.556,55	0,0624	674.977,00	42.118,56
Energia reativa			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
	Indutiva	0,0234	446.854,00	10.456,38	0,0234	420.036,00	9.828,84	0,0234	492.163,00	11.516,61	0,0234	453.600,00	10.614,24
	Capacitiva	0,0176	13	0,23	0,0176	8,00	0,14	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
TLU		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
	Termo Tarifário Fixo	-	-	47,20	-	-	47,20	-	-	47,20	-	-	47,20
	Horas Ponta	9,289	5.987,00	55.613,24	9,289	6.014,14	55.865,35	9,289	6.037,52	56.082,52	9,289	5.972,27	55.476,42
TLU	Contratada	1,448	9.300,00	13.466,40	1,448	9.300,00	13.466,40	1,448	9.300,00	13.466,40	1,448	9.300,00	13.466,40
	TOTAL CUR 2013 (s/IVA)	442.352,26			426.924,27			457.371,56			444.122,39		
	TOTAL CML 2013 (S/IVA)	407.433,07			395.128,18			418.781,90			410.418,67		
	Benefício (€)	34.919,19			31.796,09			38.589,66			33.703,72		
	Benefício Líquido (%)	7,894			7,448			8,437			7,589		

Tabela 5 – Comparação entre TVCF do Mercado Regulado e Tarifa do Comercializador em Mercado Livre em 2013 (Maio - Agosto)

	Mês	Setembro			Outubro			Novembro			Dezembro (*previsão)		
	Período	III			IV			IV			IV		
	TVCF 2013	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo*	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Horas	Ponta	0,1286	377.527,00	48.549,97	0,1252	453.529,00	56.781,83	0,1252	584.786,00	73.215,21	0,1252	550.000,00	68.860,00
	Cheia	0,0995	1.879.274,00	186.987,76	0,0969	1.967.516,00	190.652,30	0,0969	1.584.001,00	153.489,70	0,0969	1.500.000,00	145.350,00
	vazio normal	0,0669	1.172.776,00	78.458,71	0,0644	1.081.935,00	69.676,61	0,0644	1.213.725,00	78.163,89	0,0644	1.400.000,00	90.160,00
	supervazio	0,0624	651.929,00	40.680,37	0,0586	671.597,00	39.355,58	0,0586	644.472,00	37.766,06	0,0586	650.000,00	38.090,00
Energia reativa			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
	Indutiva	0,0234	450.700,00	10.546,38	0,0234	342.139,00	8.006,05	0,0234	288.124,00	6.742,10	0,0234	355.000,00	8.307,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	71,00	1,25	0,0176	63,00	1,11	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
TLU	Termo Tarifário Fixo	-	-	47,20	-	-	47,20	-	-	47,20	-	-	47,20
	Horas Ponta	9,289	5.992,49	55.664,24	9,289	5.889,99	54.712,12	9,289	5.847,86	54.320,77	9,289	5.800,00	53.876,20
	Contratada	1,448	9.300,00	13.466,40	1,448	9.300,00	13.466,40	1,448	9.300,00	13.466,40	1,448	9.300,00	13.466,40
TOTAL CUR 2013 (s/IVA)				434.401,04			432.699,35			417.212,44			418.156,80
TOTAL CML 2013 (S/IVA)				398.253,92			409.246,72			393.509,48			395.244,90
Benefício (€)				36.147,12			23.452,63			23.702,96			22.911,90
Benefício Líquido (%)				8,321			5,420			5,681			5,479

Tabela 6 – Comparação entre TVCF do Mercado Regulado e Tarifa do Comercializador em Mercado Livre em 2013 (Setembro - Dezembro)

**ANEXO C - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013
– 5%**

	Mês	Janeiro			Fevereiro			Março			Abril			
	Período	I			I			I			II			
	CML 2013	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	
	Energia Ativa CML	0,0823	3.998.612,70	329.178,40	0,0824	3.658.618,15	301.544,52	0,0817	4.021.058,35	328.456,75	0,0817	3.921.072,75	320.372,13	
Energia M. spot (5%)	0,0485	210.453,30	10.213,30	0,0437	192.558,85	8.422,52	0,0228	211.634,65	4.829,50	0,0161	206.372,25	3.318,47		
Tarifa Acesso Redes	Ponta	0,0268	32.540,85	872,09	0,0268	29.906,15	801,48	0,0268	29.853,45	800,07	0,0266	19.212,55	511,05	
	Cheia	0,0236	85.284,00	2.012,70	0,0236	79.185,15	1.868,77	0,0236	80.804,00	1.906,97	0,0237	94.909,05	2.249,34	
	Vazio Normal	0,0150	59.162,55	887,44	0,015	52.737,10	791,06	0,015	67.365,60	1.010,48	0,0151	59.361,25	896,35	
	Super Vazio	0,0144	33.465,90	481,91	0,0144	30.730,45	442,52	0,0144	33.611,60	484,01	0,0148	32.889,40	486,76	
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo	
Energia reativa CML	Indutiva	0	399.124,00	0,00	0	380.055,00	0,00	0	383.043,00	0,00	0	403.299,00	0,00	
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	19956,2	466,98	0,0234	19002,75	444,66	0,0234	19152,15	448,16	0,0234	20164,95	471,86	
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	ês	kW	€/mês	
CML+Spot	Horas Ponta	8,9180	5.917,00	52.767,65	8,0559	5.981,00	48.182,40	8,9182	5.971,00	53.250,79	8,6313	6.099,00	52.642,39	
	Contratada	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,3132	9.300,00	12.212,76	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,407	9.300,00	13.085,10	
	Horas Ponta - Mspot	8,9180	296,07	2.640,33	8,0559	299,05	2.409,12	8,9182	298,55	2.662,54	8,6313	304,95	2.632,12	
	TOTAL CML 2013 (S/IVA)				412.792,50				377.810,44				412.516,01	402.961,31
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)				407.761,41				372.301,57				402.045,47	391.401,34
	Benefício (€)				5.031,09				5.508,87				10.470,54	11.559,97
	Benefício Líquido (%)				1,219				1,458				2,538	2,869

Tabela 7 - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013 - 5% (Janeiro - Abril)

	Mês	Maio			Junho			Julho			Agosto		
	Período	II			II			III			III		
	CML 2013	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0818	3.955.217,65	323.491,08	0,0811	3.868.648,90	313.628,15	0,0821	4.064.757,40	333.843,09	0,0815	4.004.145,50	326.450,89
	Energia M. spot (5%)	0,0433	208.169,35	9.003,32	0,0417	203.613,10	8.490,67	0,0514	213.934,60	10.996,24	0,0481	210.744,50	10.141,03
	Ponta	0,0266	19.756,50	525,52	0,0266	17.140,30	455,93	0,0266	20.829,45	554,06	0,0266	18.812,65	500,42
	Cheia	0,0237	96.403,05	2.284,75	0,0237	87.539,65	2.074,69	0,0237	103.343,20	2.449,23	0,0237	95.651,20	2.266,93
	Vazio Normal	0,0151	58.719,80	886,67	0,0151	66.211,25	999,79	0,0151	55.662,15	840,50	0,0151	62.531,80	944,23
	Super Vazio	0,0148	33.290,00	492,69	0,0148	32.721,90	484,28	0,0148	34.099,80	504,68	0,0148	33.748,85	499,48
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa	Indutiva	0	446.854,00	0,00	0	420.036,00	0,00	0	492.163,00	0,00	0	453.600,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	13	0,23	0,0176	8,00	0,14	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	22.342,70	522,82	0,0234	21.001,80	491,44	0,0234	24.608,15	575,83	0,0234	22.680,00	530,71
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
CML+Spot		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
	Horas Ponta	8,9184	5.987,00	53.394,64	8,6310	6.014,14	51.908,05	8,9187	6.037,52	53.846,85	8,9187	5.972,27	53.264,88
	Contratada	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,407	9.300,00	13.085,10	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,4539	9.300,00	13.521,27
	Horas Ponta - Mspot	8,9184	299,35	2.669,73	8,6310	300,71	2.595,40	8,9187	301,88	2.692,34	8,9187	298,61	2.663,24
	TOTAL CML 2013 (S/IVA)			407.433,07			395.128,18			418.781,90			410.418,67
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			401.453,27			389.022,84			414.439,41			405.456,60
	Benefício (€)			5.979,80			6.105,34			4.342,49			4.962,07
	Benefício Líquido (%)			1,468			1,545			1,037			1,209

Tabela 8 - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013 - 5% (Maio - Agosto)

	Mês	Setembro			Outubro			Novembro			Dezembro (*previsão)		
	Período	III			IV			IV			IV		
	CML 2013	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo*	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
	Energia Ativa CML	0,0817	3.877.430,70	316.775,24	0,0822	3.965.848,15	326.033,51	0,0819	3.825.634,80	313.452,88	0,0819	3.895.000,00	318.856,09
Energia M. spot (5%)	0,0507	204.075,30	10.342,54	0,0516	208.728,85	10.766,23	0,0421	201.349,20	8.476,80	0,0459	205.000,00	9.417,70	
Tarifa Acesso Redes	Ponta	0,0266	18.876,35	502,11	0,0268	22.676,45	607,73	0,0268	29.239,30	783,61	0,0268	27.500,00	737,00
	Cheia	0,0237	93.963,70	2.226,94	0,0236	98.375,80	2.321,67	0,0236	79.200,05	1.869,12	0,0236	75.000,00	1.770,00
	Vazio Normal	0,0151	58.638,80	885,45	0,015	54.096,75	811,45	0,015	60.686,25	910,29	0,015	70.000,00	1.050,00
	Super Vazio	0,0148	32.596,45	482,43	0,0144	33.579,85	483,55	0,0144	32.223,60	464,02	0,0144	32.500,00	468,00
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	450.700,00	0,00	0	342.139,00	0,00	0	288.124,00	0,00	0	355.000,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	71,00	1,25	0,0176	63,00	1,11	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	22535	527,32	0,0234	17106,95	400,30	0,0234	14406,2	337,11	0,0234	17750	415,35
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		s	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	s	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,6310	5.992,49	51.721,20	8,9187	5.889,99	52.531,03	8,6310	5.847,86	50.472,88	8,6310	5.800,00	50.059,82
	Contratada	1,407	9.300,00	13.085,10	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,407	9.300,00	13.085,10	1,407	9.300,00	13.085,10
	Horas Ponta - Mspot	8,6310	299,62	2.586,06	8,9187	294,50	2.626,55	8,6310	292,39	2.523,64	8,6310	275,00	2.373,53
	TOTAL CML 2013 (S/IVA)			398.253,92			409.246,72			393.509,48			395.244,90
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			393.962,26			404.851,45			387.329,28			393.485,54
	Benefício (€)			4.291,66			4.395,27			6.180,20			1.759,36
	Benefício Líquido (%)			1,078			1,074			1,571			0,445

Tabela 9 - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013 - 5% (Setembro - Dezembro)

**ANEXO D - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013
– 10%**

	Mês	Janeiro			Fevereiro			Março			Abril		
	Período	I			I			I			II		
	CML 2013	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
	Energia Ativa CML	0,0823	3.788.159,40	311.853,22	0,0824	3.466.059,30	285.673,75	0,0817	3.809.423,70	311.169,56	0,0817	3.714.700,50	303.510,44
	Energia M. spot (10%)	0,0485	420.906,60	20.426,60	0,0437	385.117,70	16.845,05	0,0228	423.269,30	9.659,01	0,0161	412.744,50	6.636,93
	Tarifa Acesso Pontas	0,0268	65.081,70	1.744,19	0,0268	59.812,30	1.602,97	0,0268	59.706,90	1.600,14	0,0266	38.425,10	1.022,11
	Tarifa Acesso Cheia	0,0236	170.568,00	4.025,40	0,0236	158.370,30	3.737,54	0,0236	161.608,00	3.813,95	0,0237	189.818,10	4.498,69
	Tarifa Acesso Vazio Normal	0,0150	118.325,10	1.774,88	0,015	105.474,20	1.582,11	0,015	134.731,20	2.020,97	0,0151	118.722,50	1.792,71
	Super Vazio	0,0144	66.931,80	963,82	0,0144	61.460,90	885,04	0,0144	67.223,20	968,01	0,0148	65.778,80	973,53
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	399.124,00	0,00	0	380.055,00	0,00	0	383.043,00	0,00	0	403.299,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	39912,4	933,95	0,0234	38005,5	889,33	0,0234	38304,3	896,32	0,0234	40329,9	943,72
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Pontas	8,9180	5.917,00	52.767,65	8,0559	5.981,00	48.182,40	8,9182	5.971,00	53.250,79	8,6313	6.099,00	52.642,39
	Contratada	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,3132	9.300,00	12.212,76	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,407	9.300,00	13.085,10
	Horas Pontas - Mspot	8,9180	592,14	5.280,66	8,0559	598,10	4.818,24	8,9182	597,10	5.325,08	8,6313	609,90	5.264,24
	TOTAL CML 2013 (S/IVA)			412.792,50			377.810,44			412.516,01			402.961,31
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			402.730,32			366.792,71			391.574,94			379.841,37
	Benefício (€)			10.062,18			11.017,73			20.941,07			23.119,94
	Benefício Líquido (%)			2,438			2,916			5,076			5,738

Tabela 10 - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013 - 10% (Janeiro - Abril)

	Mês	Maio			Junho			Julho			Agosto		
	Período	II			II			III			III		
	CML 2013	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
	Energia Ativa CML	0,0818	3.747.048,30	306.465,24	0,0811	3.665.035,80	297.121,40	0,0821	3.850.822,80	316.272,40	0,0815	3.793.401,00	309.269,27
Energia M. spot (10%)	0,0433	416.338,70	18.006,65	0,0417	407.226,20	16.981,33	0,0514	427.869,20	21.992,48	0,0481	421.489,00	20.282,05	
Tarifa Acesso Redes	Ponta	0,0266	39.513,00	1.051,05	0,0266	34.280,60	911,86	0,0266	41.658,90	1.108,13	0,0266	37.625,30	1.000,83
	Cheia	0,0237	192.806,10	4.569,50	0,0237	175.079,30	4.149,38	0,0237	206.686,40	4.898,47	0,0237	191.302,40	4.533,87
	Vazio Normal	0,0151	117.439,60	1.773,34	0,0151	132.422,50	1.999,58	0,0151	111.324,30	1.681,00	0,0151	125.063,60	1.888,46
	Super Vazio	0,0148	66.580,00	985,38	0,0148	65.443,80	968,57	0,0148	68.199,60	1.009,35	0,0148	67.497,70	998,97
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa	Indutiva	0	446.854,00	0,00	0	420.036,00	0,00	0	492.163,00	0,00	0	453.600,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	13	0,23	0,0176	8,00	0,14	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	44.685,40	1.045,64	0,0234	42.003,60	982,88	0,0234	49.216,30	1.151,66	0,0234	45.360,00	1.061,42
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,9184	5.987,00	53.394,64	8,6310	6.014,14	51.908,05	8,9187	6.037,52	53.846,85	8,9187	5.972,27	53.264,88
	Contratada	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,407	9.300,00	13.085,10	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,4539	9.300,00	13.521,27
	Horas Ponta - Mspot	8,9184	598,70	5.339,46	8,6310	601,41	5.190,81	8,9187	603,75	5.384,69	8,9187	597,23	5.326,49
	TOTAL CML 2013 (S/IVA)			407.433,07			395.128,18			418.781,90			410.418,67
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			395.473,47			382.917,49			410.096,92			400.494,53
	Benefício (€)			11.959,60			12.210,69			8.684,98			9.924,14
	Benefício Líquido (%)			2,935			3,090			2,074			2,418

Tabela 11 - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013 - 10% (Maio – Agosto)

	Mês	Setembro			Outubro			Novembro			Dezembro (*estimativa)		
	Período	III			IV			IV			IV		
	CML 2013	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo*	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
	Energia Ativa CML	0,0817	3.673.355,40	300.102,86	0,0822	3.757.119,30	308.873,85	0,0819	3.624.285,60	296.955,36	0,0819	3.690.000,00	302.074,19
	Energia M. spot (10%)	0,0507	408.150,60	20.685,07	0,0516	417.457,70	21.532,47	0,0421	402.698,40	16.953,60	0,0459	410.000,00	18.835,40
	Ponta	0,0266	37.752,70	1.004,22	0,0268	45.352,90	1.215,46	0,0268	58.478,60	1.567,23	0,0268	55.000,00	1.474,00
	Cheia	0,0237	187.927,40	4.453,88	0,0236	196.751,60	4.643,34	0,0236	158.400,10	3.738,24	0,0236	150.000,00	3.540,00
	Vazio Normal	0,0151	117.277,60	1.770,89	0,015	108.193,50	1.622,90	0,015	121.372,50	1.820,59	0,015	140.000,00	2.100,00
Tarifa Acesso Redes	Super Vazio	0,0148	65.192,90	964,85	0,0144	67.159,70	967,10	0,0144	64.447,20	928,04	0,0144	65.000,00	936,00
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	450.700,00	0,00	0	342.139,00	0,00	0	288.124,00	0,00	0	355.000,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	71,00	1,25	0,0176	63,00	1,11	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	45070	1.054,64	0,0234	34213,9	800,61	0,0234	28812,4	674,21	0,0234	35500	830,70
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	s	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,6310	5.992,49	51.721,20	8,9187	5.889,99	52.531,03	8,6310	5.847,86	50.472,88	8,6310	5.800,00	50.059,82
	Contratada	1,407	9.300,00	13.085,10	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,407	9.300,00	13.085,10	1,407	9.300,00	13.085,10
	Horas Ponta - Mspot	8,9184	572,03	5.101,59	8,6310	795,66	6.867,38	8,9187	847,52	7.558,74	8,9187	873,02	7.786,17
	TOTAL CML 2013 (S/IVA)			398.253,92			409.246,72			393.509,48			395.244,90
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			389.741,12			398.841,89			378.637,62			385.149,05
	Benefício (€)			8.512,80			10.404,83			14.871,86			10.095,85
	Benefício Líquido (%)			2,138			2,542			3,779			2,554

Tabela 12 - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013 - 10% (Setembro – Dezembro)

**ANEXO E - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013
– 15%**

	Mês	Janeiro			Fevereiro			Março			Abril		
	Período	I			I			I			II		
	CML 2013	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0823	3.577.706,10	294.528,04	0,0824	3.273.500,45	269.802,99	0,0817	3.597.789,05	293.882,36	0,0817	3.508.328,25	286.648,75
	Energia M. spot (15%)	0,0485	631.359,90	30.639,90	0,0437	577.676,55	25.267,57	0,0228	634.903,95	14.488,51	0,0161	619.116,75	9.955,40
	Ponta	0,0268	97.622,55	2.616,28	0,0268	89.718,45	2.404,45	0,0268	89.560,35	2.400,22	0,0266	57.637,65	1.533,16
	Cheia	0,0236	255.852,00	6.038,11	0,0236	237.555,45	5.606,31	0,0236	242.412,00	5.720,92	0,0237	284.727,15	6.748,03
Energia reativa CML	Vazio Normal	0,0150	177.487,65	2.662,31	0,015	158.211,30	2.373,17	0,015	202.096,80	3.031,45	0,0151	178.083,75	2.689,06
	Super Vazio	0,0144	100.397,70	1.445,73	0,0144	92.191,35	1.327,56	0,0144	100.834,80	1.452,02	0,0148	98.668,20	1.460,29
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
	Indutiva	0	399.124,00	0,00	0	380.055,00	0,00	0	383.043,00	0,00	0	403.299,00	0,00
Energia reativa M. spot	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
	Indutiva	0,0234	59868,6	1.400,93	0,0234	57008,25	1.333,99	0,0234	57456,45	1.344,48	0,0234	60494,85	1.415,58
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,9180	5.917,00	52.767,65	8,0559	5.981,00	48.182,40	8,9182	5.971,00	53.250,79	8,6313	6.099,00	52.642,39
	Contratada	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,3132	9.300,00	12.212,76	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,407	9.300,00	13.085,10
	Horas Ponta - Mspot	8,9180	888,20	7.920,98	8,0559	897,15	7.227,36	8,9182	895,65	7.987,62	8,6313	914,85	7.896,36
	TOTAL CML 2013 (S/IVA)			412.792,50			377.810,44			412.516,01			402.961,31
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			397.699,23			361.283,84			381.104,40			368.281,40
	Benefício (€)			15.093,27			16.526,60			31.411,61			34.679,91
	Benefício Líquido (%)			3,656			4,374			7,615			8,606

Tabela 13 - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013 - 15% (Janeiro - Abril)

	Mês	Maio			Junho			Julho			Agosto		
	Período	II			II			III			III		
	CML 2013	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0818	3.538.878,95	289.439,39	0,0811	3.461.422,70	280.614,66	0,0821	3.636.888,20	298.701,71	0,0815	3.582.656,50	292.087,64
	Energia M. spot (15%)	0,0433	624.508,05	27.009,97	0,0417	610.839,30	25.472,00	0,0514	641.803,80	32.988,72	0,0481	632.233,50	30.423,08
	Ponta	0,0266	59.269,50	1.576,57	0,0266	51.420,90	1.367,80	0,0266	62.488,35	1.662,19	0,0266	56.437,95	1.501,25
	Cheia	0,0237	289.209,15	6.854,26	0,0237	262.618,95	6.224,07	0,0237	310.029,60	7.347,70	0,0237	286.953,60	6.800,80
	Vazio Normal	0,0151	176.159,40	2.660,01	0,0151	198.633,75	2.999,37	0,0151	166.986,45	2.521,50	0,0151	187.595,40	2.832,69
	Super Vazio	0,0148	99.870,00	1.478,08	0,0148	98.165,70	1.452,85	0,0148	102.299,40	1.514,03	0,0148	101.246,55	1.498,45
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa	Indutiva	0	446.854,00	0,00	0	420.036,00	0,00	0	492.163,00	0,00	0	453.600,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	13	0,23	0,0176	8,00	0,14	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	67.028,10	1.568,46	0,0234	63.005,40	1.474,33	0,0234	73.824,45	1.727,49	0,0234	68.040,00	1.592,14
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,9184	5.987,00	53.394,64	8,6310	6.014,14	51.908,05	8,9187	6.037,52	53.846,85	8,9187	5.972,27	53.264,88
	Contratada	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,407	9.300,00	13.085,10	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,4539	9.300,00	13.521,27
	Horas Ponta - Mspot	8,9184	898,05	8.009,20	8,6310	902,12	7.786,21	8,9187	905,63	8.077,03	8,9187	895,84	7.989,73
	TOTAL CML 2013 (S/IVA)			407.433,07			395.128,18			418.781,90			410.418,67
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			389.493,67			376.812,15			405.754,43			395.532,46
	Benefício (€)			17.939,40			18.316,03			13.027,47			14.886,21
	Benefício Líquido (%)			4,403			4,635			3,111			3,627

Tabela 14 - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013 - 15% (Maio – Agosto)

	Mês	Setembro			Outubro			Novembro			Dezembro (*previsão)		
	Período	III			IV			IV			IV		
	CML 2013	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo*	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
	Energia Ativa CML	0,0817	3.469.280,10	283.430,48	0,0822	3.548.390,45	291.714,19	0,0819	3.422.936,40	280.457,84	0,0819	3.485.000,00	285.292,29
Energia M. spot (15%)	0,0507	612.225,90	31.027,61	0,0516	626.186,55	32.298,70	0,0421	604.047,60	25.430,40	0,0459	615.000,00	28.253,10	
Tarifa Acesso Redes	Ponta	0,0266	56.629,05	1.506,33	0,0268	68.029,35	1.823,19	0,0268	87.717,90	2.350,84	0,0268	82.500,00	2.211,00
	Cheia	0,0237	281.891,10	6.680,82	0,0236	295.127,40	6.965,01	0,0236	237.600,15	5.607,36	0,0236	225.000,00	5.310,00
	Vazio Normal	0,0151	175.916,40	2.656,34	0,015	162.290,25	2.434,35	0,015	182.058,75	2.730,88	0,015	210.000,00	3.150,00
	Super Vazio	0,0148	97.789,35	1.447,28	0,0144	100.739,55	1.450,65	0,0144	96.670,80	1.392,06	0,0144	97.500,00	1.404,00
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	450.700,00	0,00	0	342.139,00	0,00	0	288.124,00	0,00	0	355.000,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	71,00	1,25	0,0176	63,00	1,11	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	67605	1.581,96	0,0234	51320,85	1.200,91	0,0234	43218,6	1.011,32	0,0234	53250	1.246,05
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,6310	5.992,49	51.721,20	8,9187	5.889,99	52.531,03	8,6310	5.847,86	50.472,88	8,6310	5.800,00	50.059,82
	Contratada	1,407	9.300,00	13.085,10	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,407	9.300,00	13.085,10	1,407	9.300,00	13.085,10
	Horas Ponta - Mspot	8,9184	858,04	7.652,39	8,6310	1.193,50	10.301,08	8,9187	1.271,27	11.338,11	8,9187	1.309,52	11.679,25
	TOTAL CML 2013 (S/IVA)			398.253,92			409.246,72			393.509,48			395.244,90
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			385.484,73			393.639,47			371.201,68			378.332,11
	Benefício (€)			12.769,19			15.607,25			22.307,80			16.912,79
	Benefício Líquido (%)			3,206			3,814			5,669			4,279

Tabela 15 - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013 - 15% (Setembro – Dezembro)

**ANEXO F - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013
– 20%**

	Mês	Janeiro			Fevereiro			Março			Abril		
	Período	I			I			I			II		
	CML 2013	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0823	3.367.252,80	277.202,86	0,0824	3.080.941,60	253.932,22	0,0817	3.386.154,40	276.595,16	0,0817	3.301.956,00	269.787,06
	Energia M. spot (20%)	0,0485	841.813,20	40.853,19	0,0437	770.235,40	33.690,10	0,0228	846.538,60	19.318,01	0,0161	825.489,00	13.273,86
	Ponta	0,0268	130.163,40	3.488,38	0,0268	119.624,60	3.205,94	0,0268	119.413,80	3.200,29	0,0266	76.850,20	2.044,22
	Cheia	0,0236	341.136,00	8.050,81	0,0236	316.740,60	7.475,08	0,0236	323.216,00	7.627,90	0,0237	379.636,20	8.997,38
Energia reativa CML	Vazio Normal	0,0150	236.650,20	3.549,75	0,015	210.948,40	3.164,23	0,015	269.462,40	4.041,94	0,0151	237.445,00	3.585,42
	Super Vazio	0,0144	133.863,60	1.927,64	0,0144	122.921,80	1.770,07	0,0144	134.446,40	1.936,03	0,0148	131.557,60	1.947,05
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
	Indutiva	0	399.124,00	0,00	0	380.055,00	0,00	0	383.043,00	0,00	0	403.299,00	0,00
Energia reativa M. spot	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
	Indutiva	0,0234	79824,8	1.867,90	0,0234	76011	1.778,66	0,0234	76608,6	1.792,64	0,0234	80659,8	1.887,44
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,9180	5.917,00	52.767,65	8,0559	5.981,00	48.182,40	8,9182	5.971,00	53.250,79	8,6313	6.099,00	52.642,39
	Contratada	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,3132	9.300,00	12.212,76	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,407	9.300,00	13.085,10
	Horas Ponta - Mspot	8,9180	1.184,27	10.561,31	8,0559	1.196,20	9.636,48	8,9182	1.194,20	10.650,16	8,6313	1.219,80	10.528,48
	TOTAL CML 2013 (S/IVA)			412.792,50			377.810,44			412.516,01			402.961,31
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			392.668,14			355.774,98			370.633,87			356.721,44
	Benefício (€)			20.124,36			22.035,46			41.882,14			46.239,87
	Benefício Líquido (%)			4,875			5,832			10,153			11,475

Tabela 16 - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013 - 20% (Janeiro - Abril)

	Mês	Maio			Junho			Julho			Agosto		
	Período	II			II			III			III		
	CML 2013	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
	Energia Ativa CML	0,0818	3.330.709,60	272.413,54	0,0811	3.257.809,60	264.107,91	0,0821	3.422.953,60	281.131,02	0,0815	3.371.912,00	274.906,02
Energia M. spot (20%)	0,0433	832.677,40	36.013,30	0,0417	814.452,40	33.962,67	0,0514	855.738,40	43.984,95	0,0481	842.978,00	40.564,10	
Tarifa Acesso Redes	Ponta	0,0266	79.026,00	2.102,09	0,0266	68.561,20	1.823,73	0,0266	83.317,80	2.216,25	0,0266	75.250,60	2.001,67
	Cheia	0,0237	385.612,20	9.139,01	0,0237	350.158,60	8.298,76	0,0237	413.372,80	9.796,94	0,0237	382.604,80	9.067,73
	Vazio Normal	0,0151	234.879,20	3.546,68	0,0151	264.845,00	3.999,16	0,0151	222.648,60	3.361,99	0,0151	250.127,20	3.776,92
	Super Vazio	0,0148	133.160,00	1.970,77	0,0148	130.887,60	1.937,14	0,0148	136.399,20	2.018,71	0,0148	134.995,40	1.997,93
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa	Indutiva	0	446.854,00	0,00	0	420.036,00	0,00	0	492.163,00	0,00	0	453.600,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	13	0,23	0,0176	8,00	0,14	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	89.370,80	2.091,28	0,0234	84.007,20	1.965,77	0,0234	98.432,60	2.303,32	0,0234	90.720,00	2.122,85
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,9184	5.987,00	53.394,64	8,6310	6.014,14	51.908,05	8,9187	6.037,52	53.846,85	8,9187	5.972,27	53.264,88
	Contratada	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,407	9.300,00	13.085,10	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,4539	9.300,00	13.521,27
	Horas Ponta - Mspot	8,9184	1.197,40	10.678,93	8,6310	1.202,83	10.381,61	8,9187	1.207,50	10.769,37	8,9187	1.194,45	10.652,98
	TOTAL CML 2013 (S/IVA)			407.433,07			395.128,18			418.781,90			410.418,67
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			383.513,87			370.706,81			401.411,94			390.570,39
	Benefício (€)			23.919,20			24.421,37			17.369,96			19.848,28
	Benefício Líquido (%)			5,871			6,181			4,148			4,836

Tabela 17 - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013 - 20% (Maio – Agosto)

	Mês	Setembro			Outubro			Novembro			Dezembro (*previsão)		
	Período	III			IV			IV			IV		
	CML 2013	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo*	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0817	3.265.204,80	266.758,10	0,0822	3.339.661,60	274.554,54	0,0819	3.221.587,20	263.960,32	0,0819	3.280.000,00	268.510,39
	Energia M. spot (20%)	0,0507	816.301,20	41.370,14	0,0516	834.915,40	43.064,94	0,0421	805.396,80	33.907,21	0,0459	820.000,00	37.670,80
	Ponta	0,0266	75.505,40	2.008,44	0,0268	90.705,80	2.430,92	0,0268	116.957,20	3.134,45	0,0268	110.000,00	2.948,00
	Cheia	0,0237	375.854,80	8.907,76	0,0236	393.503,20	9.286,68	0,0236	316.800,20	7.476,48	0,0236	300.000,00	7.080,00
	Vazio Normal	0,0151	234.555,20	3.541,78	0,015	216.387,00	3.245,81	0,015	242.745,00	3.641,18	0,015	280.000,00	4.200,00
	Super Vazio	0,0148	130.385,80	1.929,71	0,0144	134.319,40	1.934,20	0,0144	128.894,40	1.856,08	0,0144	130.000,00	1.872,00
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	450.700,00	0,00	0	342.139,00	0,00	0	288.124,00	0,00	0	355.000,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	71,00	1,25	0,0176	63,00	1,11	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	90140	2.109,28	0,0234	68427,8	1.601,21	0,0234	57624,8	1.348,42	0,0234	71000	1.661,40
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
CML+ Spot		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
	Horas Ponta	8,6310	5.992,49	51.721,20	8,9187	5.889,99	52.531,03	8,6310	5.847,86	50.472,88	8,6310	5.800,00	50.059,82
	Contratada	1,407	9.300,00	13.085,10	1,4539	9.300,00	13.521,27	1,407	9.300,00	13.085,10	1,407	9.300,00	13.085,10
	Horas Ponta - Mspot	8,9184	1.144,06	10.203,18	8,6310	1.591,33	13.734,77	8,9187	1.695,03	15.117,48	8,9187	1.746,03	15.572,33
	TOTAL CML 2013 (S/IVA)			398.253,92			409.246,72			393.509,48			395.244,90
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			381.228,33			388.437,06			363.765,74			371.515,18
	Benefício (€)			17.025,59			20.809,66			29.743,74			23.729,72
	Benefício Líquido (%)			4,275			5,085			7,559			6,004

Tabela 18 - Comparação entre Tarifa do Comercializador em Mercado Livre e aquisição de energia no Mercado Spot 2013 - 20% (Setembro – Dezembro)

ANEXO G - Previsão de benefícios (2014) – 5% Energia adquirida em Mercado Spot

	Mês	Janeiro			Fevereiro			Março			Abril					
	Período	I			I			I			II					
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo			
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€			
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0840	3.998.612,70	335.761,97	0,0841	3.658.618,15	307.575,41	0,0833	4.021.058,35	335.025,89	0,0833	3.921.072,75	326.779,57			
	Energia M. spot (5%)	0,0502	210.453,30	10.570,76	0,0453	192.558,85	8.717,31	0,0236	211.634,65	4.998,54	0,0166	206.372,25	3.434,61			
	Ponta	0,0268	32.540,85	872,09	0,0268	29.906,15	801,48	0,0268	29.853,45	800,07	0,0266	19.212,55	511,05			
	Cheia	0,0236	85.284,00	2.012,70	0,0236	79.185,15	1.868,77	0,0236	80.804,00	1.906,97	0,0237	94.909,05	2.249,34			
	Vazio Normal	0,0150	59.162,55	887,44	0,015	52.737,10	791,06	0,015	67.365,60	1.010,48	0,0151	59.361,25	896,35			
	Super Vazio	0,0144	33.465,90	481,91	0,0144	30.730,45	442,52	0,0144	33.611,60	484,01	0,0148	32.889,40	486,76			
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo			
Energia reativa CML	Indutiva	0	399.124,00	0,00	0	380.055,00	0,00	0	383.043,00	0,00	0	403.299,00	0,00			
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00			
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	19956,2	466,98	0,0234	19002,75	444,66	0,0234	19152,15	448,16	0,0234	20164,95	471,86			
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00			
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês			
CML+Spot	Horas Ponta	8,7619	5.917,00	51.844,22	7,9149	5.981,00	47.339,21	8,7622	5.971,00	52.318,90	8,4803	6.099,00	51.721,15			
	Contratada	1,3085	9.300,00	12.169,14	1,1819	9.300,00	10.991,48	1,3085	9.300,00	12.169,14	1,2663	9.300,00	11.776,59			
	Horas Ponta - Mspot	8,7619	296,07	2.594,12	7,9149	299,05	2.366,96	8,7622	298,55	2.615,95	8,4803	304,95	2.586,06			
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)				417.447,01				382.094,28				417.146,87			407.476,23
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)				412.473,09				376.604,94				406.546,22			395.741,24
	Benefício (€)				4.973,92				5.489,33				10.600,65			11.734,99
	Benefício Líquido (%)				1,192				1,437				2,541			2,880

Tabela 19 - Previsão de benefícios (2014) – 5% Energia adquirida em Mercado Spot (Janeiro – Abril)

	Mês	Maio			Junho			Julho			Agosto		
	Período	II			II			III			III		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0834	3.955.217,65	329.960,91	0,0827	3.868.648,90	319.900,71	0,0838	4.064.757,40	340.519,95	0,0832	4.004.145,50	332.979,91
	Energia M. spot (5%)	0,0448	208.169,35	9.318,44	0,0432	203.613,10	8.787,84	0,0532	213.934,60	11.381,11	0,0498	210.744,50	10.495,96
	Ponta	0,0266	19.756,50	525,52	0,0266	17.140,30	455,93	0,0266	20.829,45	554,06	0,0266	18.812,65	500,42
	Cheia	0,0237	96.403,05	2.284,75	0,0237	87.539,65	2.074,69	0,0237	103.343,20	2.449,23	0,0237	95.651,20	2.266,93
	Vazio Normal	0,0151	58.719,80	886,67	0,0151	66.211,25	999,79	0,0151	55.662,15	840,50	0,0151	62.531,80	944,23
	Super Vazio	0,0148	33.290,00	492,69	0,0148	32.721,90	484,28	0,0148	34.099,80	504,68	0,0148	33.748,85	499,48
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	446.854,00	0,00	0	420.036,00	0,00	0	492.163,00	0,00	0	453.600,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	13	0,23	0,0176	8,00	0,14	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	22.342,70	522,82	0,0234	21.001,80	491,44	0,0234	24.608,15	575,83	0,0234	22.680,00	530,71
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,7624	5.987,00	52.460,23	8,4800	6.014,14	50.999,66	8,7626	6.037,52	52.904,53	8,7626	5.972,27	52.332,74
	Contratada	1,30851	9.300,00	12.169,14	1,2663	9.300,00	11.776,59	1,30851	9.300,00	12.169,14	1,30851	9.300,00	12.169,14
	Horas Ponta - Mspot	8,7624	299,35	2.623,01	8,4800	300,71	2.549,98	8,7626	301,88	2.645,23	8,7626	298,61	2.616,64
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)			411.956,65			399.513,84			423.515,73			415.007,06
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			405.998,40			393.421,09			419.253,81			410.102,90
	Benefício (€)			5.958,25			6.092,74			4.261,92			4.904,16
	Benefício Líquido (%)			1,446			1,525			1,006			1,182

Tabela 20 - Previsão de benefícios (2014) – 5% Energia adquirida em Mercado Spot (Maio - Agosto)

	Mês	Setembro			Outubro			Novembro			Dezembro (*previsão)		
	Período	III			IV			IV			IV		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo*	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0833	3.877.430,70	323.110,74	0,0839	3.965.848,15	332.554,18	0,0836	3.825.634,80	319.721,94	0,0835	3.895.000,00	325.233,22
	Energia M. spot (5%)	0,0525	204.075,30	10.704,52	0,0534	208.728,85	11.143,05	0,0436	201.349,20	8.773,49	0,0475	205.000,00	9.747,32
	Ponta	0,0266	18.876,35	502,11	0,0268	22.676,45	607,73	0,0268	29.239,30	783,61	0,0268	27.500,00	737,00
	Cheia	0,0237	93.963,70	2.226,94	0,0236	98.375,80	2.321,67	0,0236	79.200,05	1.869,12	0,0236	75.000,00	1.770,00
	Vazio Normal	0,0151	58.638,80	885,45	0,015	54.096,75	811,45	0,015	60.686,25	910,29	0,015	70.000,00	1.050,00
	Super Vazio	0,0148	32.596,45	482,43	0,0144	33.579,85	483,55	0,0144	32.223,60	464,02	0,0144	32.500,00	468,00
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	450.700,00	0,00	0	342.139,00	0,00	0	288.124,00	0,00	0	355.000,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	71,00	1,25	0,0176	63,00	1,11	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	22535	527,32	0,0234	17106,95	400,30	0,0234	14406,2	337,11	0,0234	17750	415,35
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,4800	5.992,49	50.816,08	8,7626	5.889,99	51.611,74	8,4800	5.847,86	49.589,60	8,4800	5.800,00	49.183,77
	Contratada	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76
	Horas Ponta - Mspot	8,4800	299,62	2.540,80	8,7626	294,50	2.580,59	8,4800	292,39	2.479,48	8,4800	275,00	2.331,99
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)			403.052,41			413.788,53			398.258,77			403.654,28
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			398.834,55			409.474,10			392.090,57			398.392,43
	Benefício (€)			4.217,86			4.314,44			6.168,20			5.261,86
	Benefício Líquido (%)			1,046			1,043			1,549			1,304

Tabela 21 - Previsão de benefícios (2014) – 5% Energia adquirida em Mercado Spot (Setembro - Dezembro)

ANEXO H - Previsão de benefícios (2014) – 10% Energia adquirida em Mercado Spot

	Mês	Janeiro			Fevereiro			Março			Abril		
	Período	I			I			I			II		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
	Energia Ativa CML	0,0840	3.788.159,40	318.090,29	0,0841	3.466.059,30	291.387,23	0,0833	3.809.423,70	317.392,95	0,0833	3.714.700,50	309.580,65
Energia M. spot (10%)	0,0502	420.906,60	21.141,53	0,0453	385.117,70	17.434,62	0,0236	423.269,30	9.997,07	0,0166	412.744,50	6.869,22	
Tarifa Acesso Redes	Ponta	0,0268	65.081,70	1.744,19	0,0268	59.812,30	1.602,97	0,0268	59.706,90	1.600,14	0,0266	38.425,10	1.022,11
	Cheia	0,0236	170.568,00	4.025,40	0,0236	158.370,30	3.737,54	0,0236	161.608,00	3.813,95	0,0237	189.818,10	4.498,69
	Vazio Normal	0,0150	118.325,10	1.774,88	0,015	105.474,20	1.582,11	0,015	134.731,20	2.020,97	0,0151	118.722,50	1.792,71
	Super Vazio	0,0144	66.931,80	963,82	0,0144	61.460,90	885,04	0,0144	67.223,20	968,01	0,0148	65.778,80	973,53
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	399.124,00	0,00	0	380.055,00	0,00	0	383.043,00	0,00	0	403.299,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	39912,4	933,95	0,0234	38005,5	889,33	0,0234	38304,3	896,32	0,0234	40329,9	943,72
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,7619	5.917,00	51.844,22	7,9149	5.981,00	47.339,21	8,7622	5.971,00	52.318,90	8,4803	6.099,00	51.721,15
	Contratada	1,3085	9.300,00	12.169,14	1,1819	9.300,00	10.991,48	1,3085	9.300,00	12.169,14	1,2663	9.300,00	11.776,59
	Horas Ponta - Mspot	8,7619	592,14	5.188,24	7,9149	598,10	4.733,92	8,7622	597,10	5.231,89	8,4803	609,90	5.172,11
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)			417.447,01			382.094,28			417.146,87			407.476,23
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			407.499,17			371.115,61			395.945,57			384.006,25
	Benefício (€)			9.947,84			10.978,67			21.201,31			23.469,99
	Benefício Líquido (%)			2,383			2,873			5,082			5,760

Tabela 22 - Previsão de benefícios (2014) – 10% Energia adquirida em Mercado Spot (Janeiro – Abril)

	Mês	Maio			Junho			Julho			Agosto		
	Período	II			II			III			III		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
	Energia Ativa CML	0,0834	3.747.048,30	312.594,54	0,0827	3.665.035,80	303.063,83	0,0838	3.850.822,80	322.597,85	0,0832	3.793.401,00	315.454,65
	Energia M. spot (10%)	0,0448	416.338,70	18.636,88	0,0432	407.226,20	17.575,68	0,0532	427.869,20	22.762,21	0,0498	421.489,00	20.991,92
	Ponta	0,0266	39.513,00	1.051,05	0,0266	34.280,60	911,86	0,0266	41.658,90	1.108,13	0,0266	37.625,30	1.000,83
	Cheia	0,0237	192.806,10	4.569,50	0,0237	175.079,30	4.149,38	0,0237	206.686,40	4.898,47	0,0237	191.302,40	4.533,87
	Vazio Normal	0,0151	117.439,60	1.773,34	0,0151	132.422,50	1.999,58	0,0151	111.324,30	1.681,00	0,0151	125.063,60	1.888,46
Tarifa Acesso Redes	Super Vazio	0,0148	66.580,00	985,38	0,0148	65.443,80	968,57	0,0148	68.199,60	1.009,35	0,0148	67.497,70	998,97
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	446.854,00	0,00	0	420.036,00	0,00	0	492.163,00	0,00	0	453.600,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	13	0,23	0,0176	8,00	0,14	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	44.685,40	1.045,64	0,0234	42.003,60	982,88	0,0234	49.216,30	1.151,66	0,0234	45.360,00	1.061,42
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,7624	5.987,00	52.460,23	8,4800	6.014,14	50.999,66	8,7626	6.037,52	52.904,53	8,7626	5.972,27	52.332,74
	Contratada	1,30851	9.300,00	12.169,14	1,2663	9.300,00	11.776,59	1,30851	9.300,00	12.169,14	1,30851	9.300,00	12.169,14
	Horas Ponta - Mspot	8,7624	598,70	5.246,02	8,4800	601,41	5.099,97	8,7626	603,75	5.290,45	8,7626	597,23	5.233,27
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)			411.956,65			399.513,84			423.515,73			415.007,06
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			400.039,92			387.328,21			414.991,89			405.198,74
	Benefício (€)			11.916,73			12.185,63			8.523,84			9.808,32
	Beneficio Líquido (%)			2,893			3,050			2,013			2,363

Tabela 23 - Previsão de benefícios (2014) – 10% Energia adquirida em Mercado Spot (Maio – Agosto)

	Mês	Setembro			Outubro			Novembro			Dezembro (*previsão)		
	Período	III			IV			IV			IV		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo*	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
	Energia Ativa CML	0,0833	3.673.355,40	306.104,92	0,0839	3.757.119,30	315.051,33	0,0836	3.624.285,60	302.894,47	0,0835	3.690.000,00	308.115,68
Energia M. spot (10%)	0,0525	408.150,60	21.409,05	0,0534	417.457,70	22.286,10	0,0436	402.698,40	17.546,98	0,0475	410.000,00	19.494,64	
Tarifa Acesso Redes	Ponta	0,0266	37.752,70	1.004,22	0,0268	45.352,90	1.215,46	0,0268	58.478,60	1.567,23	0,0268	55.000,00	1.474,00
	Cheia	0,0237	187.927,40	4.453,88	0,0236	196.751,60	4.643,34	0,0236	158.400,10	3.738,24	0,0236	150.000,00	3.540,00
	Vazio Normal	0,0151	117.277,60	1.770,89	0,015	108.193,50	1.622,90	0,015	121.372,50	1.820,59	0,015	140.000,00	2.100,00
	Super Vazio	0,0148	65.192,90	964,85	0,0144	67.159,70	967,10	0,0144	64.447,20	928,04	0,0144	65.000,00	936,00
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	450.700,00	0,00	0	342.139,00	0,00	0	288.124,00	0,00	0	355.000,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	71,00	1,25	0,0176	63,00	1,11	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	45070	1.054,64	0,0234	34213,9	800,61	0,0234	28812,4	674,21	0,0234	35500	830,70
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,4800	5.992,49	50.816,08	8,7626	5.889,99	51.611,74	8,4800	5.847,86	49.589,60	8,4800	5.800,00	49.183,77
	Contratada	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76
	Horas Ponta - Mspot	8,4800	599,25	5.081,61	8,7626	589,00	5.161,17	8,4800	584,79	4.958,96	8,4800	550,00	4.663,98
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)			403.052,41			413.788,53			398.258,77			403.654,28
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			394.616,68			405.158,41			385.921,27			393.130,57
	Benefício (€)			8.435,73			8.630,12			12.337,51			10.523,71
	Benefício Líquido (%)			2,093			2,086			3,098			2,607

Tabela 24 - Previsão de benefícios (2014) – 10% Energia adquirida em Mercado Spot (Setembro – Dezembro)

ANEXO I - Previsão de benefícios (2014) – 15% Energia adquirida em Mercado Spot

	Mês	Janeiro			Fevereiro			Março			Abril		
	Período	I			I			I			II		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0840	3.577.706,10	300.418,60	0,0841	3.273.500,45	275.199,05	0,0833	3.597.789,05	299.760,00	0,0833	3.508.328,25	292.381,72
	Energia M. spot (15%)	0,0502	631.359,90	31.712,29	0,0453	577.676,55	26.151,94	0,0236	634.903,95	14.995,61	0,0166	619.116,75	10.303,84
	Ponta	0,0268	97.622,55	2.616,28	0,0268	89.718,45	2.404,45	0,0268	89.560,35	2.400,22	0,0266	57.637,65	1.533,16
	Cheia	0,0236	255.852,00	6.038,11	0,0236	237.555,45	5.606,31	0,0236	242.412,00	5.720,92	0,0237	284.727,15	6.748,03
	Vazio Normal	0,0150	177.487,65	2.662,31	0,015	158.211,30	2.373,17	0,015	202.096,80	3.031,45	0,0151	178.083,75	2.689,06
	Super Vazio	0,0144	100.397,70	1.445,73	0,0144	92.191,35	1.327,56	0,0144	100.834,80	1.452,02	0,0148	98.668,20	1.460,29
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	399.124,00	0,00	0	380.055,00	0,00	0	383.043,00	0,00	0	403.299,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	59868,6	1.400,93	0,0234	57008,25	1.333,99	0,0234	57456,45	1.344,48	0,0234	60494,85	1.415,58
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
CML+Spot		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
	Horas Ponta	8,7619	5.917,00	51.844,22	7,9149	5.981,00	47.339,21	8,7622	5.971,00	52.318,90	8,4803	6.099,00	51.721,15
	Contratada	1,3085	9.300,00	12.169,14	1,1819	9.300,00	10.991,48	1,3085	9.300,00	12.169,14	1,2663	9.300,00	11.776,59
	Horas Ponta - Mspot	8,7619	888,20	7.782,37	7,9149	897,15	7.100,88	8,7622	895,65	7.847,84	8,4803	914,85	7.758,17
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)			417.447,01			382.094,28			417.146,87			407.476,23
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			402.525,25			365.626,28			385.344,91			372.271,25
	Benefício (€)			14.921,76			16.468,00			31.801,96			35.204,98
	Benefício Líquido (%)			3,575			4,310			7,624			8,640

Tabela 25 - Previsão de benefícios (2014) – 15% Energia adquirida em Mercado Spot (Janeiro – Abril)

	Mês	Maio			Junho			Julho			Agosto		
	Período	II			II			III			III		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0834	3.538.878,95	295.228,18	0,0827	3.461.422,70	286.226,95	0,0838	3.636.888,20	304.675,75	0,0832	3.582.656,50	297.929,39
	Energia M. spot (15%)	0,0448	624.508,05	27.955,32	0,0432	610.839,30	26.363,52	0,0532	641.803,80	34.143,32	0,0498	632.233,50	31.487,88
	Ponta	0,0266	59.269,50	1.576,57	0,0266	51.420,90	1.367,80	0,0266	62.488,35	1.662,19	0,0266	56.437,95	1.501,25
	Cheia	0,0237	289.209,15	6.854,26	0,0237	262.618,95	6.224,07	0,0237	310.029,60	7.347,70	0,0237	286.953,60	6.800,80
	Vazio Normal	0,0151	176.159,40	2.660,01	0,0151	198.633,75	2.999,37	0,0151	166.986,45	2.521,50	0,0151	187.595,40	2.832,69
	Super Vazio	0,0148	99.870,00	1.478,08	0,0148	98.165,70	1.452,85	0,0148	102.299,40	1.514,03	0,0148	101.246,55	1.498,45
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	446.854,00	0,00	0	420.036,00	0,00	0	492.163,00	0,00	0	453.600,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	13	0,23	0,0176	8,00	0,14	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	67.028,10	1.568,46	0,0234	63.005,40	1.474,33	0,0234	73.824,45	1.727,49	0,0234	68.040,00	1.592,14
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
CML+Spot		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
	Horas Ponta	8,7624	5.987,00	52.460,23	8,4800	6.014,14	50.999,66	8,7626	6.037,52	52.904,53	8,7626	5.972,27	52.332,74
	Contratada	1,30851	9.300,00	12.169,14	1,2663	9.300,00	11.776,59	1,30851	9.300,00	12.169,14	1,30851	9.300,00	12.169,14
	Horas Ponta - Mspot	8,7624	898,05	7.869,04	8,4800	902,12	7.649,95	8,7626	905,63	7.935,68	8,7626	895,84	7.849,91
TOTAL CML 2014 (S/IVA)				411.956,65			399.513,84			423.515,73			415.007,06
TOTAL CML+Spot (S/IVA)				394.081,44			381.235,32			410.729,97			400.294,58
Benefício (€)				17.875,21			18.278,51			12.785,76			14.712,48
Benefício Líquido (%)				4,339			4,575			3,019			3,545

Tabela 26 - Previsão de benefícios (2014) – 15% Energia adquirida em Mercado Spot (Maio – Agosto)

	Mês	Setembro			Outubro			Novembro			Dezembro (*previsão)		
	Período	III			IV			IV			IV		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo*	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0833	3.469.280,10	289.099,09	0,0839	3.548.390,45	297.548,48	0,0836	3.422.936,40	286.067,00	0,0835	3.485.000,00	290.998,14
	Energia M. spot (15%)	0,0525	612.225,90	32.113,57	0,0534	626.186,55	33.429,16	0,0436	604.047,60	26.320,47	0,0475	615.000,00	29.241,96
	Ponta	0,0266	56.629,05	1.506,33	0,0268	68.029,35	1.823,19	0,0268	87.717,90	2.350,84	0,0268	82.500,00	2.211,00
	Cheia	0,0237	281.891,10	6.680,82	0,0236	295.127,40	6.965,01	0,0236	237.600,15	5.607,36	0,0236	225.000,00	5.310,00
	Vazio Normal	0,0151	175.916,40	2.656,34	0,015	162.290,25	2.434,35	0,015	182.058,75	2.730,88	0,015	210.000,00	3.150,00
	Super Vazio	0,0148	97.789,35	1.447,28	0,0144	100.739,55	1.450,65	0,0144	96.670,80	1.392,06	0,0144	97.500,00	1.404,00
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	450.700,00	0,00	0	342.139,00	0,00	0	288.124,00	0,00	0	355.000,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	71,00	1,25	0,0176	63,00	1,11	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	67605	1.581,96	0,0234	51320,85	1.200,91	0,0234	43218,6	1.011,32	0,0234	53250	1.246,05
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
CML+ Spot		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
	Horas Ponta	8,4800	5.992,49	50.816,08	8,7626	5.889,99	51.611,74	8,4800	5.847,86	49.589,60	8,4800	5.800,00	49.183,77
	Contratada	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76
	Horas Ponta - Mspot	8,4800	898,87	7.622,41	8,7626	883,50	7.741,76	8,4800	877,18	7.438,44	8,4800	825,00	6.995,97
TOTAL CML 2014 (S/IVA)				403.052,41			413.788,53			398.258,77			403.654,28
TOTAL CML+Spot (S/IVA)				390.398,82			400.842,73			379.751,96			387.868,71
Benefício (€)				12.653,59			12.945,80			18.506,82			15.785,57
Benefício Líquido (%)				3,139			3,129			4,647			3,911

Tabela 27 - Previsão de benefícios (2014) – 15% Energia adquirida em Mercado Spot (Setembro – Dezembro)

ANEXO J - Previsão de benefícios (2014) – 20% Energia adquirida em Mercado Spot

	Mês	Janeiro			Fevereiro			Março			Abril				
	Período	I			I			I			II				
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo		
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€		
	Energia Ativa CML	0,0840	3.367.252,80	282.746,92	0,0841	3.080.941,60	259.010,87	0,0833	3.386.154,40	282.127,06	0,0833	3.301.956,00	275.182,80		
Energia M. spot (20%)	0,0502	841.813,20	42.283,06	0,0453	770.235,40	34.869,25	0,0236	846.538,60	19.994,14	0,0166	825.489,00	13.738,45			
Tarifa Acesso Redes	Ponta	0,0268	130.163,40	3.488,38	0,0268	119.624,60	3.205,94	0,0268	119.413,80	3.200,29	0,0266	76.850,20	2.044,22		
	Cheia	0,0236	341.136,00	8.050,81	0,0236	316.740,60	7.475,08	0,0236	323.216,00	7.627,90	0,0237	379.636,20	8.997,38		
	Vazio Normal	0,0150	236.650,20	3.549,75	0,015	210.948,40	3.164,23	0,015	269.462,40	4.041,94	0,0151	237.445,00	3.585,42		
	Super Vazio	0,0144	133.863,60	1.927,64	0,0144	122.921,80	1.770,07	0,0144	134.446,40	1.936,03	0,0148	131.557,60	1.947,05		
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		
Energia reativa CML	Indutiva	0	399.124,00	0,00	0	380.055,00	0,00	0	383.043,00	0,00	0	403.299,00	0,00		
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00		
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	79824,8	1.867,90	0,0234	76011	1.778,66	0,0234	76608,6	1.792,64	0,0234	80659,8	1.887,44		
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00		
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês		
CML+Spot	Horas Ponta	8,7619	5.917,00	51.844,22	7,9149	5.981,00	47.339,21	8,7622	5.971,00	52.318,90	8,4803	6.099,00	51.721,15		
	Contratada	1,3085	9.300,00	12.169,14	1,1819	9.300,00	10.991,48	1,3085	9.300,00	12.169,14	1,2663	9.300,00	11.776,59		
	Horas Ponta - Mspot	8,7619	1.184,27	10.376,49	7,9149	1.196,20	9.467,84	8,7622	1.194,20	10.463,78	8,4803	1.219,80	10.344,23		
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)				417.447,01						417.146,87			407.476,23	
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)				397.551,33						374.744,26			360.536,26	
	Benefício (€)				19.895,68						42.402,61			46.939,98	
	Benefício Líquido (%)				4,766						10,165			11,520	

Tabela 28 - Previsão de benefícios (2014) – 20% Energia adquirida em Mercado Spot (Janeiro – Abril)

	Mês	Maio			Junho			Julho			Agosto					
	Período	II			II			III			III					
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo			
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€			
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0834	3.330.709,60	277.861,81	0,0827	3.257.809,60	269.390,07	0,0838	3.422.953,60	286.753,64	0,0832	3.371.912,00	280.404,14			
	Energia M. spot (20%)	0,0448	832.677,40	37.273,76	0,0432	814.452,40	35.151,36	0,0532	855.738,40	45.524,43	0,0498	842.978,00	41.983,84			
	Ponta	0,0266	79.026,00	2.102,09	0,0266	68.561,20	1.823,73	0,0266	83.317,80	2.216,25	0,0266	75.250,60	2.001,67			
	Cheia	0,0237	385.612,20	9.139,01	0,0237	350.158,60	8.298,76	0,0237	413.372,80	9.796,94	0,0237	382.604,80	9.067,73			
	Vazio Normal	0,0151	234.879,20	3.546,68	0,0151	264.845,00	3.999,16	0,0151	222.648,60	3.361,99	0,0151	250.127,20	3.776,92			
	Super Vazio	0,0148	133.160,00	1.970,77	0,0148	130.887,60	1.937,14	0,0148	136.399,20	2.018,71	0,0148	134.995,40	1.997,93			
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo			
	Energia reativa CML	Indutiva	0	446.854,00	0,00	0	420.036,00	0,00	0	492.163,00	0,00	0	453.600,00	0,00		
	Capacitiva	0,0176	13	0,23	0,0176	8,00	0,14	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00			
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	89370,8	2.091,28	0,0234	84007,2	1.965,77	0,0234	98432,6	2.303,32	0,0234	90720	2.122,85			
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00			
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês			
CML+Spot	Horas Ponta	8,7624	5.987,00	52.460,23	8,4800	6.014,14	50.999,66	8,7626	6.037,52	52.904,53	8,7626	5.972,27	52.332,74			
	Contratada	1,30851	9.300,00	12.169,14	1,2663	9.300,00	11.776,59	1,30851	9.300,00	12.169,14	1,30851	9.300,00	12.169,14			
	Horas Ponta - Mspot	8,7624	1.197,40	10.492,05	8,4800	1.202,83	10.199,93	8,7626	1.207,50	10.580,91	8,7626	1.194,45	10.466,55			
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)				411.956,65				399.513,84				423.515,73			415.007,06
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)				388.122,96				375.142,44				406.468,05			395.390,42
	Benefício (€)				23.833,69				24.371,40				17.047,68			19.616,64
	Benefício Líquido (%)				5,785				6,100				4,025			4,727

Tabela 29 - Previsão de benefícios (2014) – 20% Energia adquirida em Mercado Spot (Maio – Agosto)

	Mês	Setembro			Outubro			Novembro			Dezembro (*previsão)			
	Período	III			IV			IV			IV			
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo*	Custo	
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	
	Energia Ativa CML	0,0833	3.265.204,80	272.093,26	0,0839	3.339.661,60	280.045,63	0,0836	3.221.587,20	269.239,53	0,0835	3.280.000,00	273.880,60	
	Energia M. spot (20%)	0,0525	816.301,20	42.818,10	0,0534	834.915,40	44.572,21	0,0436	805.396,80	35.093,96	0,0475	820.000,00	38.989,28	
	Tarifa Acesso Redes	Ponta	0,0266	75.505,40	2.008,44	0,0268	90.705,80	2.430,92	0,0268	116.957,20	3.134,45	0,0268	110.000,00	2.948,00
		Cheia	0,0237	375.854,80	8.907,76	0,0236	393.503,20	9.286,68	0,0236	316.800,20	7.476,48	0,0236	300.000,00	7.080,00
		Vazio Normal	0,0151	234.555,20	3.541,78	0,015	216.387,00	3.245,81	0,015	242.745,00	3.641,18	0,015	280.000,00	4.200,00
	Super Vazio	0,0148	130.385,80	1.929,71	0,0144	134.319,40	1.934,20	0,0144	128.894,40	1.856,08	0,0144	130.000,00	1.872,00	
Energia reativa CML			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo	
	Indutiva	0	450.700,00	0,00	0	342.139,00	0,00	0	288.124,00	0,00	0	355.000,00	0,00	
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	71,00	1,25	0,0176	63,00	1,11	0,0176	0,00	0,00	
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	90140	2.109,28	0,0234	68427,8	1.601,21	0,0234	57624,8	1.348,42	0,0234	71000	1.661,40	
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	
CML+Spot		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	
	Horas Ponta	8,4800	5.992,49	50.816,08	8,7626	5.889,99	51.611,74	8,4800	5.847,86	49.589,60	8,4800	5.800,00	49.183,77	
	Contratada	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	
	Horas Ponta - Mspot	8,4800	1.198,50	10.163,22	8,7626	1.178,00	10.322,35	8,4800	1.169,57	9.917,92	8,4800	1.100,00	9.327,96	
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)			403.052,41			413.788,53			398.258,77			403.654,28	
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			386.180,95			396.527,04			373.582,65			382.606,86	
	Benefício (€)			16.871,46			17.261,49			24.676,12			21.047,43	
Benefício Líquido (%)			4,186			4,172			6,196			5,214		

Tabela 30 - Previsão de benefícios (2014) – 20% Energia adquirida em Mercado Spot (Setembro – Dezembro)

ANEXO L - Previsão de perdas (2014) – 5% Energia adquirida em Mercado Spot

	Mês	Janeiro			Fevereiro			Março			Abril		
	Período	I			I			I			II		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0840	3.998.612,70	335.761,97	0,0841	3.658.618,15	307.575,41	0,0833	4.021.058,35	335.025,89	0,0833	3.921.072,75	326.779,57
	Energia M. spot (5%)	0,0625	210.453,30	13.160,50	0,0614	192.558,85	11.825,10	0,0608	211.634,65	12.871,63	0,0584	206.372,25	12.051,36
	Ponta	0,0268	32.540,85	872,09	0,0268	29.906,15	801,48	0,0268	29.853,45	800,07	0,0266	19.212,55	511,05
	Cheia	0,0236	85.284,00	2.012,70	0,0236	79.185,15	1.868,77	0,0236	80.804,00	1.906,97	0,0237	94.909,05	2.249,34
	Vazio Normal	0,0150	59.162,55	887,44	0,015	52.737,10	791,06	0,015	67.365,60	1.010,48	0,0151	59.361,25	896,35
	Super Vazio	0,0144	33.465,90	481,91	0,0144	30.730,45	442,52	0,0144	33.611,60	484,01	0,0148	32.889,40	486,76
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	399.124,00	0,00	0	380.055,00	0,00	0	383.043,00	0,00	0	403.299,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	19956,2	466,98	0,0234	19002,75	444,66	0,0234	19152,15	448,16	0,0234	20164,95	471,86
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,7619	5.917,00	51.844,22	7,9149	5.981,00	47.339,21	8,7622	5.971,00	52.318,90	8,4803	6.099,00	51.721,15
	Contratada	1,3085	9.300,00	12.169,14	1,1819	9.300,00	10.991,48	1,3085	9.300,00	12.169,14	1,2663	9.300,00	11.776,59
	Horas Ponta - Mspot	8,7619	296,07	2.594,12	7,9149	299,05	2.366,96	8,7622	298,55	2.615,95	8,4803	304,95	2.586,06
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)			417.447,01			382.094,28			417.146,87			407.476,23
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			415.062,83			379.712,73			414.419,31			404.357,99
	Benefício (€)			2.384,18			2.381,55			2.727,56			3.118,24
	Benefício Líquido (%)			0,571			0,623			0,654			0,765

Tabela 31 - Previsão de perdas (2014) – 5% Energia adquirida em Mercado Spot (Janeiro – Abril)

	Mês	Maio			Junho			Julho			Agosto					
	Período	II			II			III			III					
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo			
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€			
	Energia Ativa CML	0,0834	3.955.217,65	329.960,91	0,0827	3.868.648,90	319.900,71	0,0838	4.064.757,40	340.519,95	0,0832	4.004.145,50	332.979,91			
Energia M. spot (5%)	0,0509	208.169,35	10.589,67	0,0567	203.613,10	11.541,59	0,0585	213.934,60	12.510,33	0,0583	210.744,50	12.294,80				
Tarifa Acesso Redes	Ponta	0,0266	19.756,50	525,52	0,0266	17.140,30	455,93	0,0266	20.829,45	554,06	0,0266	18.812,65	500,42			
	Cheia	0,0237	96.403,05	2.284,75	0,0237	87.539,65	2.074,69	0,0237	103.343,20	2.449,23	0,0237	95.651,20	2.266,93			
	Vazio Normal	0,0151	58.719,80	886,67	0,0151	66.211,25	999,79	0,0151	55.662,15	840,50	0,0151	62.531,80	944,23			
	Super Vazio	0,0148	33.290,00	492,69	0,0148	32.721,90	484,28	0,0148	34.099,80	504,68	0,0148	33.748,85	499,48			
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo			
Energia reativa CML	Indutiva	0	446.854,00	0,00	0	420.036,00	0,00	0	492.163,00	0,00	0	453.600,00	0,00			
	Capacitiva	0,0176	13	0,23	0,0176	8,00	0,14	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00			
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	22.342,70	522,82	0,0234	21.001,80	491,44	0,0234	24.608,15	575,83	0,0234	22.680,00	530,71			
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00			
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês			
CML+Spot	Horas Ponta	8,7624	5.987,00	52.460,23	8,4800	6.014,14	50.999,66	8,7626	6.037,52	52.904,53	8,7626	5.972,27	52.332,74			
	Contratada	1,30851	9.300,00	12.169,14	1,2663	9.300,00	11.776,59	1,30851	9.300,00	12.169,14	1,30851	9.300,00	12.169,14			
	Horas Ponta - Mspot	8,7624	299,35	2.623,01	8,4800	300,71	2.549,98	8,7626	301,88	2.645,23	8,7626	298,61	2.616,64			
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)				411.956,65				399.513,84				423.515,73			415.007,06
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)				407.269,63				396.174,84				420.383,04			411.901,74
	Benefício (€)				4.687,02				3.338,99				3.132,69			3.105,32
	Benefício Líquido (%)				1,138				0,836				0,740			0,748

Tabela 32 - Previsão de perdas (2014) – 5% Energia adquirida em Mercado Spot (Maio – Agosto)

	Mês	Setembro			Outubro			Novembro			Dezembro (*previsão)		
	Período	III			IV			IV			IV		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo*	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
	Energia Ativa CML	0,0833	3.877.430,70	323.110,74	0,0839	3.965.848,15	332.554,18	0,0836	3.825.634,80	319.721,94	0,0835	3.895.000,00	325.233,22
	Energia M. spot (5%)	0,0626	204.075,30	12.779,50	0,0627	208.728,85	13.092,55	0,0515	201.349,20	10.375,44	0,0565	205.000,00	11.572,31
Tarifa Acesso Redes	Ponta	0,0266	18.876,35	502,11	0,0268	22.676,45	607,73	0,0268	29.239,30	783,61	0,0268	27.500,00	737,00
	Cheia	0,0237	93.963,70	2.226,94	0,0236	98.375,80	2.321,67	0,0236	79.200,05	1.869,12	0,0236	75.000,00	1.770,00
	Vazio Normal	0,0151	58.638,80	885,45	0,015	54.096,75	811,45	0,015	60.686,25	910,29	0,015	70.000,00	1.050,00
	Super Vazio	0,0148	32.596,45	482,43	0,0144	33.579,85	483,55	0,0144	32.223,60	464,02	0,0144	32.500,00	468,00
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	450.700,00	0,00	0	342.139,00	0,00	0	288.124,00	0,00	0	355.000,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	71,00	1,25	0,0176	63,00	1,11	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	22535	527,32	0,0234	17106,95	400,30	0,0234	14406,2	337,11	0,0234	17750	415,35
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,4800	5.992,49	50.816,08	8,7626	5.889,99	51.611,74	8,4800	5.847,86	49.589,60	8,4800	5.800,00	49.183,77
	Contratada	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76
	Horas Ponta - Mspot	8,4800	299,62	2.540,80	8,7626	294,50	2.580,59	8,4800	292,39	2.479,48	8,4800	275,00	2.331,99
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)			403.052,41			413.788,53			398.258,77			403.654,28
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			400.909,52			411.423,60			393.692,52			400.217,42
	Benefício (€)			2.142,89			2.364,93			4.566,25			3.436,87
	Benefício Líquido (%)			0,532			0,572			1,147			0,851

Tabela 33 - Previsão de perdas (2014) – 5% Energia adquirida em Mercado Spot (Setembro – Dezembro)

ANEXO M - Previsão de perdas (2014) – 10% Energia adquirida em Mercado Spot

	Mês	Janeiro			Fevereiro			Março			Abril		
	Período	I			I			I			II		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0840	3.788.159,40	318.090,29	0,0841	3.466.059,30	291.387,23	0,0833	3.809.423,70	317.392,95	0,0833	3.714.700,50	309.580,65
	Energia M. spot (10%)	0,0625	420.906,60	26.321,01	0,0614	385.117,70	23.650,20	0,0608	423.269,30	25.743,26	0,0584	412.744,50	24.102,73
	Ponta	0,0268	65.081,70	1.744,19	0,0268	59.812,30	1.602,97	0,0268	59.706,90	1.600,14	0,0266	38.425,10	1.022,11
	Cheia	0,0236	170.568,00	4.025,40	0,0236	158.370,30	3.737,54	0,0236	161.608,00	3.813,95	0,0237	189.818,10	4.498,69
	Vazio Normal	0,0150	118.325,10	1.774,88	0,015	105.474,20	1.582,11	0,015	134.731,20	2.020,97	0,0151	118.722,50	1.792,71
	Super Vazio	0,0144	66.931,80	963,82	0,0144	61.460,90	885,04	0,0144	67.223,20	968,01	0,0148	65.778,80	973,53
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	399.124,00	0,00	0	380.055,00	0,00	0	383.043,00	0,00	0	403.299,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	39912,4	933,95	0,0234	38005,5	889,33	0,0234	38304,3	896,32	0,0234	40329,9	943,72
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
CML+Spot		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
	Horas Ponta	8,7619	5.917,00	51.844,22	7,9149	5.981,00	47.339,21	8,7622	5.971,00	52.318,90	8,4803	6.099,00	51.721,15
	Contratada	1,3085	9.300,00	12.169,14	1,1819	9.300,00	10.991,48	1,3085	9.300,00	12.169,14	1,2663	9.300,00	11.776,59
	Horas Ponta - Mspot	8,7619	592,14	5.188,24	7,9149	598,10	4.733,92	8,7622	597,10	5.231,89	8,4803	609,90	5.172,11
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)			417.447,01			382.094,28			417.146,87			407.476,23
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			412.678,65			377.331,19			411.691,75			401.239,75
	Benefício (€)			4.768,36			4.763,09			5.455,12			6.236,48
	Benefício Líquido (%)			1,142			1,247			1,308			1,531

Tabela 34 - Previsão de perdas (2014) – 10% Energia adquirida em Mercado Spot (Janeiro – Abril)

	Mês	Maio			Junho			Julho			Agosto		
	Período	II			II			III			III		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
	Energia Ativa CML	0,0834	3.747.048,30	312.594,54	0,0827	3.665.035,80	303.063,83	0,0838	3.850.822,80	322.597,85	0,0832	3.793.401,00	315.454,65
Energia M. spot (10%)	0,0509	416.338,70	21.179,34	0,0567	407.226,20	23.083,18	0,0585	427.869,20	25.020,66	0,0583	421.489,00	24.589,61	
Tarifa Acesso Redes	Ponta	0,0266	39.513,00	1.051,05	0,0266	34.280,60	911,86	0,0266	41.658,90	1.108,13	0,0266	37.625,30	1.000,83
	Cheia	0,0237	192.806,10	4.569,50	0,0237	175.079,30	4.149,38	0,0237	206.686,40	4.898,47	0,0237	191.302,40	4.533,87
	Vazio Normal	0,0151	117.439,60	1.773,34	0,0151	132.422,50	1.999,58	0,0151	111.324,30	1.681,00	0,0151	125.063,60	1.888,46
	Super Vazio	0,0148	66.580,00	985,38	0,0148	65.443,80	968,57	0,0148	68.199,60	1.009,35	0,0148	67.497,70	998,97
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	446.854,00	0,00	0	420.036,00	0,00	0	492.163,00	0,00	0	453.600,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	13	0,23	0,0176	8,00	0,14	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	44.685,40	1.045,64	0,0234	42.003,60	982,88	0,0234	49.216,30	1.151,66	0,0234	45.360,00	1.061,42
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,7624	5.987,00	52.460,23	8,4800	6.014,14	50.999,66	8,7626	6.037,52	52.904,53	8,7626	5.972,27	52.332,74
	Contratada	1,30851	9.300,00	12.169,14	1,2663	9.300,00	11.776,59	1,30851	9.300,00	12.169,14	1,30851	9.300,00	12.169,14
	Horas Ponta - Mspot	8,7624	598,70	5.246,02	8,4800	601,41	5.099,97	8,7626	603,75	5.290,45	8,7626	597,23	5.233,27
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)			411.956,65			399.513,84			423.515,73			415.007,06
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			402.582,38			392.835,71			417.250,34			408.796,42
	Benefício (€)			9.374,27			6.678,13			6.265,39			6.210,64
	Benefício Líquido (%)			2,276			1,672			1,479			1,497

Tabela 35 - Previsão de perdas (2014) – 10% Energia adquirida em Mercado Spot (Maio – Agosto)

	Mês	Setembro			Outubro			Novembro			Dezembro (*previsão)		
	Período	III			IV			IV			IV		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo*	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0833	3.673.355,40	306.104,92	0,0839	3.757.119,30	315.051,33	0,0836	3.624.285,60	302.894,47	0,0835	3.690.000,00	308.115,68
	Energia M. spot (10%)	0,0626	408.150,60	25.559,00	0,0627	417.457,70	26.185,11	0,0515	402.698,40	20.750,88	0,0565	410.000,00	23.144,62
	Ponta	0,0266	37.752,70	1.004,22	0,0268	45.352,90	1.215,46	0,0268	58.478,60	1.567,23	0,0268	55.000,00	1.474,00
	Cheia	0,0237	187.927,40	4.453,88	0,0236	196.751,60	4.643,34	0,0236	158.400,10	3.738,24	0,0236	150.000,00	3.540,00
	Vazio Normal	0,0151	117.277,60	1.770,89	0,015	108.193,50	1.622,90	0,015	121.372,50	1.820,59	0,015	140.000,00	2.100,00
	Super Vazio	0,0148	65.192,90	964,85	0,0144	67.159,70	967,10	0,0144	64.447,20	928,04	0,0144	65.000,00	936,00
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	450.700,00	0,00	0	342.139,00	0,00	0	288.124,00	0,00	0	355.000,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	71,00	1,25	0,0176	63,00	1,11	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	45070	1.054,64	0,0234	34213,9	800,61	0,0234	28812,4	674,21	0,0234	35500	830,70
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,4800	5.992,49	50.816,08	8,7626	5.889,99	51.611,74	8,4800	5.847,86	49.589,60	8,4800	5.800,00	49.183,77
	Contratada	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76
	Horas Ponta - Mspot	8,4800	599,25	5.081,61	8,7626	589,00	5.161,17	8,4800	584,79	4.958,96	8,4800	550,00	4.663,98
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)			403.052,41			413.788,53			398.258,77			403.654,28
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			398.766,63			409.057,42			389.125,16			396.780,55
	Benefício (€)			4.285,78			4.731,11			9.133,61			6.873,74
	Benefício Líquido (%)			1,063			1,143			2,293			1,703

Tabela 36 - Previsão de perdas (2014) – 10% Energia adquirida em Mercado Spot (Setembro – Dezembro)

ANEXO N - Previsão de perdas (2014) – 15% Energia adquirida em Mercado Spot

	Mês	Janeiro			Fevereiro			Março			Abril		
	Período	I			I			I			II		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
	Energia Ativa CML	0,0840	3.577.706,10	300.418,60	0,0841	3.273.500,45	275.199,05	0,0833	3.597.789,05	299.760,00	0,0833	3.508.328,25	292.381,72
Energia M. spot (15%)	0,0625	631.359,90	39.481,51	0,0614	577.676,55	35.475,30	0,0608	634.903,95	38.614,89	0,0584	619.116,75	36.154,09	
Tarifa Acesso Redes	Ponta	0,0268	97.622,55	2.616,28	0,0268	89.718,45	2.404,45	0,0268	89.560,35	2.400,22	0,0266	57.637,65	1.533,16
	Cheia	0,0236	255.852,00	6.038,11	0,0236	237.555,45	5.606,31	0,0236	242.412,00	5.720,92	0,0237	284.727,15	6.748,03
	Vazio Normal	0,0150	177.487,65	2.662,31	0,015	158.211,30	2.373,17	0,015	202.096,80	3.031,45	0,0151	178.083,75	2.689,06
	Super Vazio	0,0144	100.397,70	1.445,73	0,0144	92.191,35	1.327,56	0,0144	100.834,80	1.452,02	0,0148	98.668,20	1.460,29
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	399.124,00	0,00	0	380.055,00	0,00	0	383.043,00	0,00	0	403.299,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	59868,6	1.400,93	0,0234	57008,25	1.333,99	0,0234	57456,45	1.344,48	0,0234	60494,85	1.415,58
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,7619	5.917,00	51.844,22	7,9149	5.981,00	47.339,21	8,7622	5.971,00	52.318,90	8,4803	6.099,00	51.721,15
	Contratada	1,3085	9.300,00	12.169,14	1,1819	9.300,00	10.991,48	1,3085	9.300,00	12.169,14	1,2663	9.300,00	11.776,59
	Horas Ponta - Mspot	8,7619	888,20	7.782,37	7,9149	897,15	7.100,88	8,7622	895,65	7.847,84	8,4803	914,85	7.758,17
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)			417.447,01			382.094,28			417.146,87			407.476,23
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			410.294,47			374.949,64			408.964,20			398.121,51
	Benefício (€)			7.152,54			7.144,64			8.182,68			9.354,72
	Benefício Líquido (%)			1,713			1,870			1,962			2,296

Tabela 37 - Previsão de perdas (2014) – 15% Energia adquirida em Mercado Spot (Janeiro – Abril)

	Mês	Maio			Junho			Julho			Agosto		
	Período	II			II			III			III		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0834	3.538.878,95	295.228,18	0,0827	3.461.422,70	286.226,95	0,0838	3.636.888,20	304.675,75	0,0832	3.582.656,50	297.929,39
	Energia M. spot (15%)	0,0509	624.508,05	31.769,01	0,0567	610.839,30	34.624,77	0,0585	641.803,80	37.531,00	0,0583	632.233,50	36.884,41
	Ponta	0,0266	59.269,50	1.576,57	0,0266	51.420,90	1.367,80	0,0266	62.488,35	1.662,19	0,0266	56.437,95	1.501,25
	Cheia	0,0237	289.209,15	6.854,26	0,0237	262.618,95	6.224,07	0,0237	310.029,60	7.347,70	0,0237	286.953,60	6.800,80
	Vazio Normal	0,0151	176.159,40	2.660,01	0,0151	198.633,75	2.999,37	0,0151	166.986,45	2.521,50	0,0151	187.595,40	2.832,69
	Super Vazio	0,0148	99.870,00	1.478,08	0,0148	98.165,70	1.452,85	0,0148	102.299,40	1.514,03	0,0148	101.246,55	1.498,45
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	446.854,00	0,00	0	420.036,00	0,00	0	492.163,00	0,00	0	453.600,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	13	0,23	0,0176	8,00	0,14	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	67.028,10	1.568,46	0,0234	63.005,40	1.474,33	0,0234	73.824,45	1.727,49	0,0234	68.040,00	1.592,14
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
CML+Spot		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
	Horas Ponta	8,7624	5.987,00	52.460,23	8,4800	6.014,14	50.999,66	8,7626	6.037,52	52.904,53	8,7626	5.972,27	52.332,74
	Contratada	1,30851	9.300,00	12.169,14	1,2663	9.300,00	11.776,59	1,30851	9.300,00	12.169,14	1,30851	9.300,00	12.169,14
	Horas Ponta - Mspot	8,7624	898,05	7.869,04	8,4800	902,12	7.649,95	8,7626	905,63	7.935,68	8,7626	895,84	7.849,91
TOTAL CML 2014 (S/IVA)				411.956,65			399.513,84			423.515,73			415.007,06
TOTAL CML+Spot (S/IVA)				397.895,13			389.496,58			414.117,65			405.691,10
Benefício (€)				14.061,52			10.017,26			9.398,08			9.315,95
Benefício Líquido (%)				3,413			2,507			2,219			2,245

Tabela 38 - Previsão de perdas (2014) – 15% Energia adquirida em Mercado Spot (Maio – Agosto)

	Mês	Setembro			Outubro			Novembro			Dezembro (*previsão)		
	Período	III			IV			IV			IV		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo*	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0833	3.469.280,10	289.099,09	0,0839	3.548.390,45	297.548,48	0,0836	3.422.936,40	286.067,00	0,0835	3.485.000,00	290.998,14
	Energia M. spot (15%)	0,0626	612.225,90	38.338,50	0,0627	626.186,55	39.277,66	0,0515	604.047,60	31.126,31	0,0565	615.000,00	34.716,92
	Ponta	0,0266	56.629,05	1.506,33	0,0268	68.029,35	1.823,19	0,0268	87.717,90	2.350,84	0,0268	82.500,00	2.211,00
	Cheia	0,0237	281.891,10	6.680,82	0,0236	295.127,40	6.965,01	0,0236	237.600,15	5.607,36	0,0236	225.000,00	5.310,00
	Vazio Normal	0,0151	175.916,40	2.656,34	0,015	162.290,25	2.434,35	0,015	182.058,75	2.730,88	0,015	210.000,00	3.150,00
	Super Vazio	0,0148	97.789,35	1.447,28	0,0144	100.739,55	1.450,65	0,0144	96.670,80	1.392,06	0,0144	97.500,00	1.404,00
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	450.700,00	0,00	0	342.139,00	0,00	0	288.124,00	0,00	0	355.000,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	71,00	1,25	0,0176	63,00	1,11	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	67605	1.581,96	0,0234	51320,85	1.200,91	0,0234	43218,6	1.011,32	0,0234	53250	1.246,05
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
CML+Spot	Horas Ponta	8,4800	5.992,49	50.816,08	8,7626	5.889,99	51.611,74	8,4800	5.847,86	49.589,60	8,4800	5.800,00	49.183,77
	Contratada	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76
	Horas Ponta - Mspot	8,4800	898,87	7.622,41	8,7626	883,50	7.741,76	8,4800	877,18	7.438,44	8,4800	825,00	6.995,97
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)			403.052,41			413.788,53			398.258,77			403.654,28
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			396.623,74			406.691,23			384.557,80			393.343,68
	Benefício (€)			6.428,67			7.097,30			13.700,97			10.310,61
	Benefício Líquido (%)			1,595			1,715			3,440			2,554

Tabela 39 - Previsão de perdas (2014) – 15% Energia adquirida em Mercado Spot (Setembro – Dezembro)

ANEXO O - Previsão de perdas (2014) – 20% Energia adquirida em Mercado Spot

	Mês	Janeiro			Fevereiro			Março			Abril		
	Período	I			I			I			II		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0840	3.367.252,80	282.746,92	0,0841	3.080.941,60	259.010,87	0,0833	3.386.154,40	282.127,06	0,0833	3.301.956,00	275.182,80
	Energia M. spot (20%)	0,0625	841.813,20	52.642,02	0,0614	770.235,40	47.300,40	0,0608	846.538,60	51.486,52	0,0584	825.489,00	48.205,46
	Ponta	0,0268	130.163,40	3.488,38	0,0268	119.624,60	3.205,94	0,0268	119.413,80	3.200,29	0,0266	76.850,20	2.044,22
	Cheia	0,0236	341.136,00	8.050,81	0,0236	316.740,60	7.475,08	0,0236	323.216,00	7.627,90	0,0237	379.636,20	8.997,38
	Vazio Normal	0,0150	236.650,20	3.549,75	0,015	210.948,40	3.164,23	0,015	269.462,40	4.041,94	0,0151	237.445,00	3.585,42
Energia reativa CML	Super Vazio	0,0144	133.863,60	1.927,64	0,0144	122.921,80	1.770,07	0,0144	134.446,40	1.936,03	0,0148	131.557,60	1.947,05
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
	Indutiva	0	399.124,00	0,00	0	380.055,00	0,00	0	383.043,00	0,00	0	403.299,00	0,00
Energia reativa M. spot	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
	Indutiva	0,0234	79824,8	1.867,90	0,0234	76011	1.778,66	0,0234	76608,6	1.792,64	0,0234	80659,8	1.887,44
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
CML+Spot		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
	Horas Ponta	8,7619	5.917,00	51.844,22	7,9149	5.981,00	47.339,21	8,7622	5.971,00	52.318,90	8,4803	6.099,00	51.721,15
	Contratada	1,3085	9.300,00	12.169,14	1,1819	9.300,00	10.991,48	1,3085	9.300,00	12.169,14	1,2663	9.300,00	11.776,59
	Horas Ponta - Mspot	8,7619	1.184,27	10.376,49	7,9149	1.196,20	9.467,84	8,7622	1.194,20	10.463,78	8,4803	1.219,80	10.344,23
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)			417.447,01			382.094,28			417.146,87			407.476,23
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			407.910,29			372.568,09			406.236,64			395.003,27
	Benefício (€)			9.536,72			9.526,18			10.910,24			12.472,97
	Benefício Líquido (%)			2,285			2,493			2,615			3,061

Tabela 40 - Previsão de perdas (2014) – 20% Energia adquirida em Mercado Spot (Janeiro – Abril)

	Mês	Maio			Junho			Julho			Agosto					
	Período	II			II			III			III					
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo			
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€			
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0834	3.330.709,60	277.861,81	0,0827	3.257.809,60	269.390,07	0,0838	3.422.953,60	286.753,64	0,0832	3.371.912,00	280.404,14			
	Energia M. spot (20%)	0,0509	832.677,40	42.358,68	0,0567	814.452,40	46.166,37	0,0585	855.738,40	50.041,33	0,0583	842.978,00	49.179,21			
	Ponta	0,0266	79.026,00	2.102,09	0,0266	68.561,20	1.823,73	0,0266	83.317,80	2.216,25	0,0266	75.250,60	2.001,67			
	Cheia	0,0237	385.612,20	9.139,01	0,0237	350.158,60	8.298,76	0,0237	413.372,80	9.796,94	0,0237	382.604,80	9.067,73			
	Vazio Normal	0,0151	234.879,20	3.546,68	0,0151	264.845,00	3.999,16	0,0151	222.648,60	3.361,99	0,0151	250.127,20	3.776,92			
	Super Vazio	0,0148	133.160,00	1.970,77	0,0148	130.887,60	1.937,14	0,0148	136.399,20	2.018,71	0,0148	134.995,40	1.997,93			
				kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		
Energia reativa CML	Indutiva	0	446.854,00	0,00	0	420.036,00	0,00	0	492.163,00	0,00	0	453.600,00	0,00			
	Capacitiva	0,0176	13	0,23	0,0176	8,00	0,14	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00			
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	89370,8	2.091,28	0,0234	84007,2	1.965,77	0,0234	98432,6	2.303,32	0,0234	90720	2.122,85			
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00			
		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês			
CML+Spot	Horas Ponta	8,7624	5.987,00	52.460,23	8,4800	6.014,14	50.999,66	8,7626	6.037,52	52.904,53	8,7626	5.972,27	52.332,74			
	Contratada	1,30851	9.300,00	12.169,14	1,2663	9.300,00	11.776,59	1,30851	9.300,00	12.169,14	1,30851	9.300,00	12.169,14			
	Horas Ponta - Mspot	8,7624	1.197,40	10.492,05	8,4800	1.202,83	10.199,93	8,7626	1.207,50	10.580,91	8,7626	1.194,45	10.466,55			
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)				411.956,65				399.513,84				423.515,73			415.007,06
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)				393.207,88				386.157,45				410.984,95			402.585,79
	Benefício (€)				18.748,77				13.356,39				12.530,77			12.421,27
	Benefício Líquido (%)				4,551				3,343				2,959			2,993

Tabela 41 - Previsão de perdas (2014) – 20% Energia adquirida em Mercado Spot (Maio – Agosto)

	Mês	Setembro			Outubro			Novembro			Dezembro (*previsão)		
	Período	III			IV			IV			IV		
	CML 2014	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo	Custo	Tarifa	Consumo*	Custo
		€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh	kWh	€
Tarifa Acesso Redes	Energia Ativa CML	0,0833	3.265.204,80	272.093,26	0,0839	3.339.661,60	280.045,63	0,0836	3.221.587,20	269.239,53	0,0835	3.280.000,00	273.880,60
	Energia M. spot (20%)	0,0626	816.301,20	51.118,00	0,0627	834.915,40	52.370,22	0,0515	805.396,80	41.501,75	0,0565	820.000,00	46.289,23
	Ponta	0,0266	75.505,40	2.008,44	0,0268	90.705,80	2.430,92	0,0268	116.957,20	3.134,45	0,0268	110.000,00	2.948,00
	Cheia	0,0237	375.854,80	8.907,76	0,0236	393.503,20	9.286,68	0,0236	316.800,20	7.476,48	0,0236	300.000,00	7.080,00
	Vazio Normal	0,0151	234.555,20	3.541,78	0,015	216.387,00	3.245,81	0,015	242.745,00	3.641,18	0,015	280.000,00	4.200,00
	Super Vazio	0,0148	130.385,80	1.929,71	0,0144	134.319,40	1.934,20	0,0144	128.894,40	1.856,08	0,0144	130.000,00	1.872,00
			kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo		kVarh	Custo
Energia reativa CML	Indutiva	0	450.700,00	0,00	0	342.139,00	0,00	0	288.124,00	0,00	0	355.000,00	0,00
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	71,00	1,25	0,0176	63,00	1,11	0,0176	0,00	0,00
Energia reativa M. spot	Indutiva	0,0234	90140	2.109,28	0,0234	68427,8	1.601,21	0,0234	57624,8	1.348,42	0,0234	71000	1.661,40
	Capacitiva	0,0176	0	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00	0,0176	0,00	0,00
CML+Spot		€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês	€/kW.mês	kW	€/mês
	Horas Ponta	8,4800	5.992,49	50.816,08	8,7626	5.889,99	51.611,74	8,4800	5.847,86	49.589,60	8,4800	5.800,00	49.183,77
	Contratada	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76	1,3032	9.300,00	12.119,76
	Horas Ponta - Mspot	8,4800	1.198,50	10.163,22	8,7626	1.178,00	10.322,35	8,4800	1.169,57	9.917,92	8,4800	1.100,00	9.327,96
	TOTAL CML 2014 (S/IVA)			403.052,41			413.788,53			398.258,77			403.654,28
	TOTAL CML+Spot (S/IVA)			394.480,85			404.325,05			379.990,44			389.906,81
	Benefício (€)			8.571,56			9.463,48			18.268,33			13.747,48
	Benefício Líquido (%)			2,127			2,287			4,587			3,406

Tabela 42 - Previsão de perdas (2014) – 20% Energia adquirida em Mercado Spot (Setembro – Dezembro)